Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030

Zwölf Maßnahmen für den synchronen Ausbau von Netzen und Erneuerbaren Energien

IMPULS

Agora Energiewende

Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030

IMPRESSUM

IMPULS

Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030

Zwölf Maßnahmen für den synchronen Ausbau von Netzen und Erneuerbaren Energien

ERSTELLT VON

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

MITWIRKENDE

Alexandra Langenheld
Thorsten Lenck
Christoph Podewils

PROJEKTLEITUNG

Dr. Patrick Graichen
Frank Peter
Dr. Gerd Rosenkranz

AUTOREN

Philipp Litz
Dr. Stephanie Ropenus
Dr. Gerd Rosenkranz

Satz:
Juliane Franz

Titel: photocase.de/Stefan Pütz-Cordes

135/05-I-2018/DE
Veröffentlichung: Juli 2018

Unter diesem QR-Code steht diese Publikation als PDF zum Download zur Verfügung.

Bitte Zitieren als:
Agora Energiewende (2018): *Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030. Zwölf Maßnahmen für den synchronen Ausbau von Netzen und Erneuerbaren Energien.*

www.agora-energiewende.de

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

die seit Frühjahr 2018 amtierende Bundesregierung will die Erneuerbaren Energien weiterhin zielstrebig, effizient, netzsynchron und zunehmend marktorientiert ausbauen. Unter dieser Voraussetzung soll sich deren Beitrag zur Deckung unseres Strombedarfs bis 2030 auf etwa 65 Prozent erhöhen und damit gegenüber heute fast verdoppeln.

Was bedeuten 65 Prozent Erneuerbare Energien im Stromsektor bis 2030 für den Ausbaubedarf der zentralen Technologien Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Windkraft? Und: Welcher jährliche Zubau der einzelnen Technologien muss zugrunde gelegt werden, damit das Ziel zuverlässig eingehalten werden kann? Das ist der erste Fragenkomplex, dem sich dieses Impulspapier widmet.

Der zweite befasst sich mit einem Bündel kurz- und mittelfristig wirksamer Maßnahmen, die angesichts des aktuell verzögerten Ausbaus der Stromnetze helfen können, mehr Strom aus Erneuerbaren Energien in ein modernisiertes Bestandsnetz zu integrieren, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Im Kern geht es dabei um teils bereits eingeführte, teils vor der Anwendungsreife stehende Technologien, die eine höhere Auslastung des Bestandsnetzes erlauben. Die vorgestellten Maßnahmen wirken einerseits als Brücke, bis der bereits beschlossene Ausbau der Stromnetze abgeschlossen ist; andererseits treffen sie Vorsorge für den Zubau der Erneuerbaren Energien über 2030 hinaus.

Ich wünsche Ihnen eine anregende Lektüre!

Dr. Patrick Graichen
Direktor Agora Energiewende

Ergebnisse auf einen Blick:

1. **Das 65-Prozent-Ziel der Bundesregierung zum Ausbau Erneuerbarer Energien erfordert fast 400 Terawattstunden Strom aus den sauberen Quellen im Jahr 2030.** Dafür müssen jährlich mindestens fünf Gigawatt Photovoltaikleistung und vier Gigawatt Onshore-Windkraft neu installiert werden. Für die Photovoltaik bedeutet dies eine Verdoppelung des Zubaus, für Onshore-Windkraft das Halten des hohen Niveaus der letzten Jahre. Bei Offshore-Windkraft muss das Ausbauziel für 2030 von 15 Gigawatt auf 20 Gigawatt angehoben werden, gleichbedeutend mit einer Wiederannäherung an die Offshore-Ausbauziele früherer Bundesregierungen.

2. **Bei Umsetzung eines Zwölf-Punkte-Programms zur Netzmodernsierung kann das deutsche Stromnetz bis 2030 etwa 65 Prozent Erneuerbare Energien aufnehmen.** Eine Kombination aus technischen Neuerungen, Regionalsteuerung beim Zubau der Erzeugungsanlagen und intelligenter Verteilung der Stromflüsse erlaubt eine gegenüber heute wesentlich höhere Auslastung bestehender Netze.

3. **Bis 2030 wird das bestehende Stromnetz vom heutigen „Handbetrieb" auf einen zunehmend automatisierten Netzbetrieb umgestellt.** Der schrittweise Übergang Richtung Netzsteuerung in Echtzeit erlaubt ebenfalls eine bessere Auslastung vorhandener Netze, ohne Einschnitte bei der Netzsicherheit in Kauf nehmen zu müssen. Die zunehmende Digitalisierung ebnet hierfür den Weg.

4. **Die im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) geplanten Gleichstromautobahnen (HGÜ) sollten so dimensioniert werden, dass weitere Großprojekte weder bis 2030 noch danach bis zur Vollendung der Energiewende erforderlich werden.** Dies bedeutet entweder eine Aufstockung der Übertragungsleistung der geplanten Trassen oder die Verlegung von Leerrohren in diesen Trassen, in die später bedarfsgerecht zusätzliche Kabel eingezogen werden können.

Inhalt

Zusammenfassung 7

1 Einleitung 11

2 Was das 65-Prozent-Ziel zum Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis 2030 bedeutet 13
2.1 Entwicklung des Bruttostromverbrauchs 13
2.2 Entwicklung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien 14
2.3 Zwischenfazit: Zubau Erneuerbarer Energien für das 65-Prozent-Ziel 18

3 Maßnahmenkatalog Stromnetze: Handlungsnotwendigkeiten für die Integration von 65 Prozent Erneuerbare Energien bis 2030 19
3.1 Sofortprogramm für eine verbesserte Auslastung bestehender Übertragungstrassen 20
3.2 Nutzen statt abregeln
Den Zubau Erneuerbarer Energien ohne zusätzliche Abregelung und *Redispatch* organisieren 27

4 Regionale Ausgewogenheit beim Ausbau der Windenergie fördern 33

5 Jetzt die Netze und den Netzbetrieb der Zukunft vorbereiten 37
5.1 Schrittweise Integration von Online-Assistenzsystemen in die Netzführung 38
5.2 Mittelfristig die weitgehend automatisierte Systemführung vorbereiten 39
5.3 Die Übertragungsnetze auf künftige Entwicklungen vorbereiten, zusätzliche Leitungsgroßprojekte vermeiden 41

6 Aufgabenteilung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen auf das neue Energiesystem ausrichten 45

7 Fazit 49

8 Anhang: 65 Prozent Erneuerbare Energien bis 2030 – Annahmen und Kosten 51

9 Literaturverzeichnis 57

Zusammenfassung

Die Große Koalition hat sich im Rahmen ihres Koalitionsvertrags vom März 2018 zum Ziel gesetzt, den Anteil Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis 2030 auf 65 Prozent am Bruttostromverbrauch anzuheben. Das Vorhaben bedeutet eine erhebliche Beschleunigung gegenüber dem Ausbauziel der Vorgängerregierung für dasselbe Jahr, das bei „mindestens 50 Prozent" lag. Auch gegenüber dem im EEG 2017 genannten Ziel (55 bis 60 Prozent bis 2035) ergibt sich eine erhebliche Steigerung.

Binnen 13 Jahren soll sich der Anteil Erneuerbarer Energien von rund 36 Prozent im Jahr 2017 auf fast zwei Drittel des Bruttoverbrauchs erhöhen. Das neue Ziel reflektiert erstmals die Tatsache, dass der Klimaschutzvertrag von Paris auch Deutschland ein höheres Ambitionsniveau im Klimaschutz aufgibt.

Skepsis herrscht nicht in erster Linie wegen des geplanten schnellen Aufwuchses von Wind- und Sonnenenergie in Deutschland. Zweifel gibt es vor allem bezüglich der Frage, ob das bestehende Stromnetz, dessen Anpassung an das neue Energiesystem langsamer vorankommt als geplant, in der Lage sein wird, die Beschleunigung des Erneuerbaren-Ausbaus mitzugehen. Die Skepsis wird dadurch verstärkt, dass die Große Koalition selbst in ihrem Koalitionsvertrag „die Aufnahmefähigkeit der entsprechenden Netze" zur Voraussetzung des beschleunigten Zubaus Erneuerbarer Energien macht und einen „weiter zielstrebigen, effizienten, netzsynchronen und zunehmend marktorientierten Ausbau" der Erneuerbaren Energien fordert.

Das vorliegende Impulspapier geht in seinem ersten Teil der Frage nach, welcher Zubau notwendig ist, um das 65-Prozent-Ziel zuverlässig zu erreichen. Danach widmet es sich ausführlich den kurz- und mittelfristigen Maßnahmen, die umgesetzt werden müssen, um das bestehende beziehungsweise im Aus- und Umbau befindliche Übertragungsnetz für die zusätzliche Einspeisung sauberer Energien fit zu machen. Um das Ergebnis vorwegzunehmen:

- → Das deutsche Stromnetz kann bis 2030 die zur Einhaltung des 65-Prozent-Ziels der Bundesregierung erforderliche Menge Strom aufnehmen und an die Verbraucher verteilen.
- → Die Zielerreichung funktioniert nicht von allein, sondern sie bedarf der proaktiven Politik vor allem der Bundesregierung und eines zwölf Punkte umfassenden Maßnahmenbündels zur grundlegenden Modernisierung der Netzinfrastruktur, mit dessen Umsetzung sofort begonnen werden muss.

Was 65 Prozent Erneuerbare Energien im Stromsektor bis 2030 bedeuten

Realistisch betrachtet verharrt der Bruttostromverbrauch in Deutschland bis 2030 etwa auf dem heutigen Niveau von 600 Terawattstunden. Dies gilt auch dann, wenn die traditionellen Stromverbräuche aus den Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr bis 2030 im Zuge einer ambitionierten Effizienzstrategie um etwa 60 Terawattstunden (zehn Prozent) reduziert werden können. Denn gleichzeitig sind zur Einhaltung der Klimaschutzziele im Zuge der Sektorintegration zusätzliche Stromverbräuche in den Bereichen Wärme und Verkehr zu erwarten. Im Ergebnis bedeutet das, dass die Erneuerbaren Energien zur Erreichung des 65-Prozent-Ziels etwa 390 Terawattstunden Strom produzieren müssen. Der Einfluss neuer Verbraucher aus den Sektoren Wärme und Verkehr auf der einen und Erfolge bei der Umsetzung von Effizienzanstrengungen gleichen sich im Ergebnis aus.

Um eine Überschätzung des notwendigen Zubaus Erneuerbarer Energien (EE) zu vermeiden, wurden andere Annahmen für die Abschätzung des

Stromverbrauchs (Entwicklung der Volllaststunden neuer EE-Anlagen, Betriebsdauern nach Ende der EEG-Förderung) optimistisch gewählt. Auch wurde unterstellt, dass keinerlei Stromerzeugungsanlagen abgeregelt werden müssen.

Analog zu den Regelungen des EEG 2017 wurde weiterhin angenommen, dass auch der künftige Zubau der EE-Erzeugung auf die kostengünstigsten Technologien zur Erzeugung von Wind- und Solarenergie fokussiert. Im Ergebnis erfordert die Zielerreichung bis 2030 für Onshore-Windkraft einen jährlichen Bruttozubau von etwa vier Gigawatt, für Photovoltaik von etwa fünf Gigawatt pro Jahr. Bei Offshore-Windkraft sollte das bisherige Ziel für 2030 von 15 auf 20 Gigawatt Gesamtkapazität angehoben werden.

Die zusätzlichen Kosten durch den schnelleren Aufwuchs der Erneuerbaren Energien halten sich aufgrund der sinkenden Vergütungszahlungen in engem Rahmen. Insbesondere steigt die EEG-Umlage aufgrund des zusätzlichen EE-Ausbaus gegenüber dem im EEG 2017 bereits vereinbarten Ausbau über den gesamten Zeitraum bis 2030 im Mittel um lediglich 0,4 Cent pro Kilowattstunde.

Der notwendige EE-Ausbau könnte jedoch bei konsequenterer Umsetzung einer ambitionierten Effizienzpolitik auch geringer ausfallen. Würde es etwa gelingen, den Bruttostromverbrauch bis 2030 auf ein Niveau von 580 statt 600 Terawattstunden zu begrenzen, wäre 2022 lediglich ein Ausbau der Onshore-Windkraft von 3,5 Gigawatt und ein Photovoltaikzubau von 4,7 Gigawatt pro Jahr notwendig. Ein höheres Effizienzniveau bedeutet immer auch eine Absicherung gegen Preisschwankungen und andere Unwägbarkeiten aufseiten der weltweit gehandelten Energieträger. Das erhöht die Flexibilität der Handlungsoptionen und die Möglichkeiten einer technologieoffenen Weiterentwicklung der Energiewende bei gleichzeitig rascher steigenden Anteilen Erneuerbarer Energien am Strom- und Energieverbrauch.

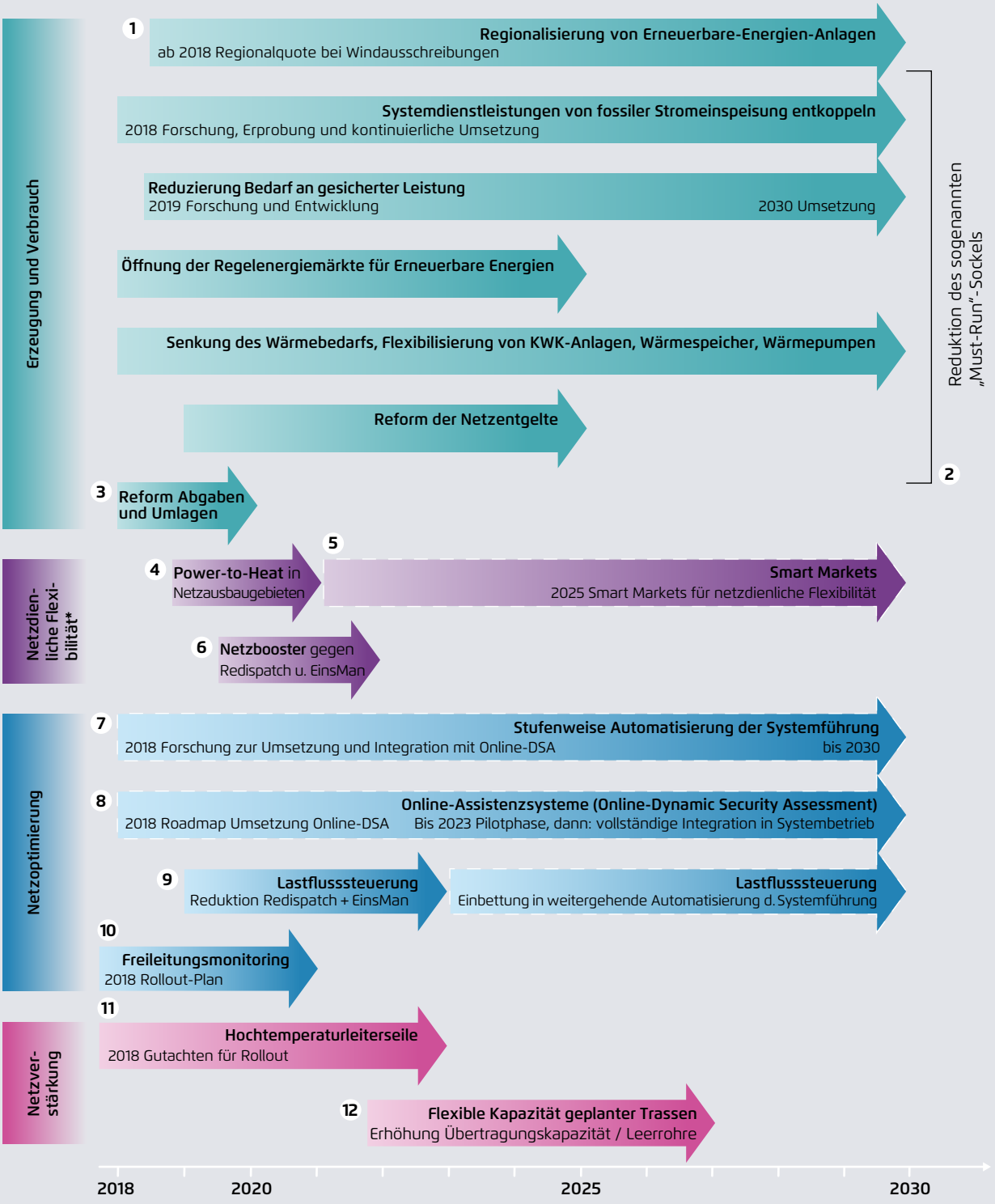
Mit einem Zwölf-Punkte-Programm das Bestandsnetz modernisieren, besser auslasten und innovativ ausbauen

Der Schwerpunkt dieses Impulspapiers widmet sich den vielfältigen Möglichkeiten, das bestehende Übertragungsnetz grundlegend zu modernisieren und im Ergebnis erheblich besser auszulasten. Seit der Ausbau der Erneuerbaren Energien aufgrund ihrer sinkenden Kosten einerseits und steigender Ambitionsniveaus beim nationalen und internationalen Klimaschutz andererseits Fahrt aufgenommen hat, sind die Stromnetze ins Zentrum der Diskussion gerückt. Denn weil der Aus- und Umbau der Netze dem Veränderungstempo des Systems hinterherhinkt, fallen hohe Zusatzkosten durch zunehmende Netzengpässe an. Über die langfristige Aus- und Umbaudiskussion wurden teilweise die Chancen übersehen, die vielfältige neue Technologien für eine umfassende Modernisierung und bessere Nutzung der Bestandsnetze auch schon kurz- und mittelfristig bieten.

Dieses Papier listet die wesentlichen Möglichkeiten auf, mit denen sich die Übertragungskapazität der Bestandsnetze signifikant erhöhen lässt. Es beschreibt die Herausforderungen sowie den Status quo und unterbreitet Handlungsvorschläge für eine beschleunigte Umsetzung der vorgeschlagenen Maßnahmen. Es unterscheidet zwischen Maßnahmen, die kurzfristig umgesetzt werden können, weil die entsprechenden Technologien anwendungsreif zur Verfügung stehen, aber noch nicht flächendeckend zum Einsatz kommen, und Maßnahmen, die noch einen längeren Vorlauf benötigen, jedoch mittelfristig, jedenfalls bis 2030, zunehmend praktische Relevanz gewinnen.

Das zwölf Punkte umfassende Maßnahmenbündel (siehe Abbildung Z1) beginnt mit der Forderung nach einem Sofortprogramm für eine verbesserte Auslastung der bestehenden Übertragungsnetze. **Freileitungsmonitoring,** ein Instrument der Netzoptimierung, soll beschleunigt flächendeckend umgesetzt werden, ebenso moderne **Hochtemperaturleiter-**

Zwölf-Punkte-Programm zur Netzmodernisierung — Abbildung Z1



Eigene Darstellung

*Flexible Nachfrage, Speicher, etc.

seile (HTLS), eine netzverstärkende Maßnahme im Bestandsnetz, wo immer dies sinnvoll ist. Die effektive **Lastflusssteuerung** sorgt dafür, dass der Strom im Netz mit Phasenschiebern und anderen lastflusssteuernden Elementen gleichmäßiger verteilt wird und so Netzengpässe entschärft. Vergleichsweise neu ist die Diskussion über sogenannte **Netzbooster** als Bestandteile des Übertragungsnetzes. Dabei handelt es sich um steuerbare Batteriesysteme, zentrale zusätzliche Lasten wie *Power-to-Heat*-Systeme und flexible Gasturbinen, die dem Übertragungsnetzbetreiber ebenfalls zur Verfügung stehen, um Engpässe im Übertragungsnetz kurzfristig entlasten zu können.

Andere Vorschläge adressieren den zunehmenden *Redispatch* und die ebenfalls zunehmende Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Statt den Strom – wegen bestehender Netzengpässe – nicht zu produzieren, soll er zum Beispiel zur Wärmebereitstellung eingesetzt werden (*Power-to-Heat*). Die rechtliche Möglichkeit im sogenannten Netzausbaugebiet mit viel Abregelung Erneuerbarer Energien und viel Redispatch besteht bereits. Die regulatorischen Anreize, solche ***Power-to-Heat*-Anlagen** zu errichten, reichen derzeit aber offenbar nicht aus. Ab 2025 sollten ***Smart Markets*** für netzdienliche Flexibilität etabliert werden.

Ein ganzes Bündel von Maßnahmen wird vorgeschlagen, um die immer noch viel zu hohe Mindesterzeugung ***(Must-Run)* konventioneller Kraftwerke** zu reduzieren und so in den Netzen Platz zu schaffen für mehr klimaschonenden Strom aus Erneuerbaren Energien. Ebenfalls zur Entlastung des Hauptengpasses im deutschen Stromnetz entlang der „Mainlinie" dient der Vorschlag, bei Ausschreibungen für Onshore-Windenergieanlagen eine **regionale Quote** einzuführen, um so für einen gleichmäßigeren Ausbau der Windenergie in Deutschland zu sorgen. Seit der Einführung von Ausschreibungsverfahren zur Errichtung von Windkraftanlagen kommen weit überwiegend norddeutsche Standorte zum Zuge, was ohne Korrektur des Ausschreibungsdesigns den Netzengpass entlang des Mains immer weiter verschärft.

Mittelfristig geht es darum, die Stromnetze mithilfe der neuen Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) grundlegend zu modernisieren und so bei gleichbleibender Systemsicherheit eine viel höhere Auslastung der bestehenden Trassen zu ermöglichen. In einem ersten Schritt werden dazu **digitale Assistenzsysteme** im Netz eingerichtet, um den Netzzustand – inklusive des netzdynamischen Verhaltens und der Stabilitätslimits – von den Leitwarten der Netzbetreiber aus zu jeder Zeit in Echtzeit beurteilen zu können. Damit wurde teilweise bereits begonnen. Im zweiten Schritt sollen die Netze stufenweise auf eine weitgehend **automatisierte Systemführung** umgestellt werden.

Die fundamentale Umstellung des Energiesystems von wenigen Großkraftwerken auf viele kleine Stromerzeuger und das Auftreten neuer, ebenfalls kleinteiliger Stromverbraucher wie Elektroautos und Wärmepumpen erfordern in Zukunft einen **engeren Austausch zwischen den verschiedenen Netzebenen** und damit den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern. Auch hierzu werden Vorschläge zum Einstieg in eine intensivere Koordination des Netzbetriebs und eine neue Rollenteilung zwischen den Akteuren unterbreitet.

Schließlich wird auch die Frage behandelt, ob vor oder nach 2030 und bis zur Vollendung der Energiewende über die geplanten Nord-Süd-Stromautobahnen hinaus weitere Trassengroßprojekte gebraucht werden. Der Vorschlag lautet: **möglichst keine neuen Trassengroßprojekte** über die bereits geplanten hinaus. Wenn in Zukunft tatsächlich noch weitere Übertragungsleistung im – bis dahin – modernisierten Übertragungsnetz benötigt wird, sollte dies durch Integration in die bereits bestehenden Planungen der großen Gleichstromtrassen geschehen. Dazu können diese **Vorhaben entsprechend aufgestockt** werden. Als alternative Lösung wird diskutiert, bei der Realisierung der aktuell schon geplanten Trassen **Leerrohre** zu integrieren, in die dann später bedarfsgerecht zusätzliche Leitungen eingezogen werden können. Weitere Höchstspannungstrassen würden dann nicht mehr benötigt.

1 Einleitung

In ihrem Koalitionsvertrag vom 12. März 2018 bekennen sich CDU/CSU und SPD zu den national, europäisch und im Rahmen des UN-Klimaschutzabkommens von Paris vereinbarten Klimazielen für 2020, 2030 und 2050. Die Bestätigung der Ziele umfasst übergreifend alle Sektoren, in denen Treibhausgase emittiert werden. Zur Umsetzung hat sich die Große Koalition für die laufende 19. Legislaturperiode vorgenommen, die Handlungslücke zur Erreichung des Klimaziels 2020 so schnell wie möglich zu schließen und das Minderungsziel für 2030 „auf jeden Fall" zu erreichen. Als eine zentrale Maßnahme will die Koalition dazu den Anteil der Erneuerbaren Energien im Stromsektor bis 2030 auf 65 Prozent erhöhen.

Wörtlich heißt es im Energiekapitel des Koalitionsvertrages: „Eine Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende und Klimaschutzpolitik ist ein weiterer zielstrebiger, effizienter, netzsynchroner und zunehmend marktorientierter Ausbau der erneuerbaren Energien. Unter diesen Voraussetzungen streben wir einen Anteil von etwa 65 Prozent erneuerbarer Energien bis 2030 an und werden entsprechende Anpassungen vornehmen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien muss deutlich erhöht werden, auch um den zusätzlichen Strombedarf zur Erreichung der Klimaschutzziele im Verkehr, in Gebäuden und in der Industrie zu decken."[1]

Konkret und kurzfristig werden im Koalitionsvertrag für den beschleunigten Ausbau Erneuerbarer Energien zusätzliche Sonderausschreibungen von je vier Gigawatt Onshore-Windenergie und Photovoltaik angekündigt, außerdem ein in der Höhe nicht spezifizierter Beitrag zusätzlicher Offshore-Windenergieleistung. Die Sonderausschreibungen sollen je zur Hälfte in den Jahren 2019 und 2020 wirksam werden, um dem Klimaschutzziel für 2020 möglichst schnell möglichst nahe zu kommen.

Allerdings wird in dieser und anderen Passagen des Vertragstextes „die Aufnahmefähigkeit der entsprechenden Netze" zur Voraussetzung des beschleunigten Zubaus Erneuerbarer Energien gemacht. Dazu will die Koalition auch „Anstrengungen zum Ausbau und zur Modernisierung der Energienetze unternehmen". Namentlich soll es um „einen ambitionierten Maßnahmenplan zur Optimierung der Bestandsnetze" gehen. Mit neuen Technologien und auf Grundlage einer stärkeren Digitalisierung, aber auch mit einer besseren Zusammenarbeit der Netzbetreiber sollen die vorhandenen Netzkapazitäten künftig höher ausgelastet werden.[2]

Im Licht dieser Vorgaben und des Ziels der Bundesregierung, den Anteil der Erneuerbaren Energien im deutschen Strommix bis 2030 auf etwa 65 Prozent zu erhöhen, stellen sich zu Beginn der 19. Legislaturperiode zwei Leitfragen:

- → Welcher Zubau Erneuerbarer Energien und welche flankierenden Maßnahmen sind notwendig, um das 65-Prozent-Ziel der Großen Koalition bis 2030 zuverlässig zu erreichen?
- → Welche Maßnahmen müssen kurz- und mittelfristig ergriffen werden, damit die im Koalitionsvertrag formulierten sonstigen Voraussetzungen für einen entsprechend beschleunigten Zubau Erneuerbarer Energien eingehalten werden können?

Auf diese Fragen gibt das hier vorliegende Impulspapier eine kompakte Antwort. Es gründet auf dem bei Agora Energiewende und anderen Expertenorganisationen aktuell und in den vergangenen Jahren erarbeiteten Stand des Wissens. Es knüpft aber auch an die Vorgaben an, die sich die Bundesregierung ausweislich des Koalitionsvertrags von CDU/CSU und SPD selbst gegeben hat.

1 KoaV (2018)

2 KoaV (2018)

Dem Maßnahmenplan für die Stromnetze in Deutschland zur verlässlichen Umsetzung des 65-Prozent-Ziels vorangestellt wird eine Abschätzung des dazu real notwendigen Zubaubedarfs Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis 2030.

2 Was das 65-Prozent-Ziel zum Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis 2030 bedeutet

2.1 Entwicklung des Bruttostromverbrauchs

Im Jahr 2017 lag der Bruttostromverbrauch in Deutschland bei 600 Terawattstunden. Dieser setzt sich zusammen aus 518 Terawattstunden Endenergieverbrauch der Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr und 82 Terawattstunden Verlusten, die etwa als Eigenbedarf für den Betrieb der konventionellen Kraftwerke benötigt werden oder beim Stromtransport im Übertragungs- und Verteilnetz verloren gehen.

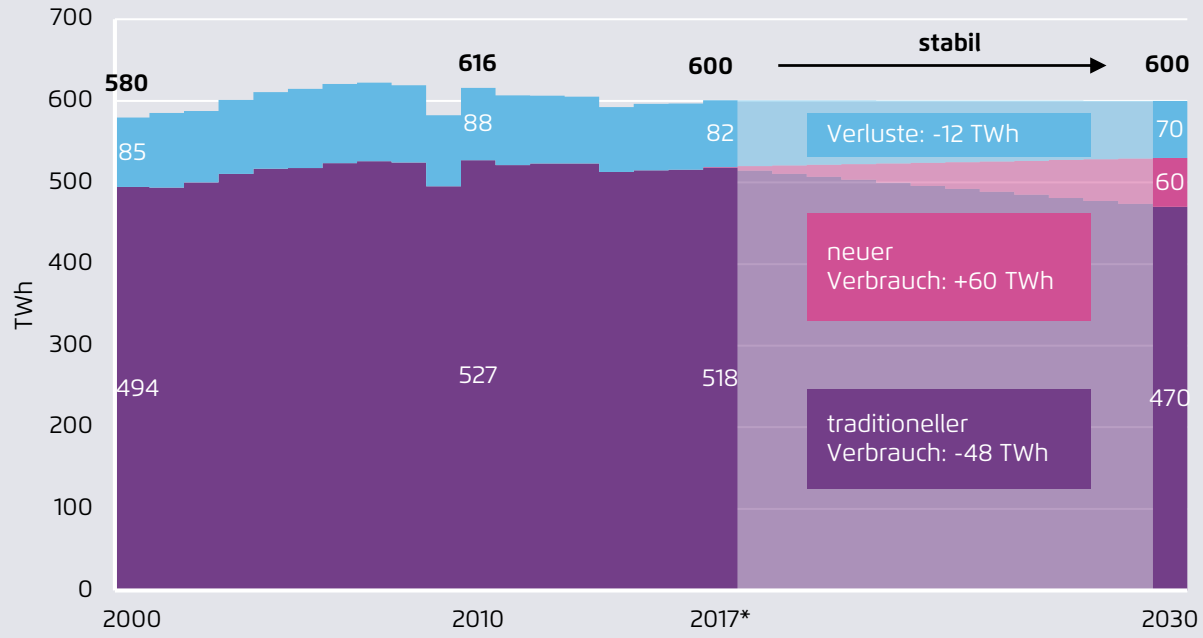
Diese Stromverbrauchsmengen haben sich – sowohl was ihre absolute Höhe als auch die Verteilung zwischen den Sektoren betrifft – in den letzten Jahren kaum verändert: So pendelt der Endenergieverbrauch für Strom trotz Effizienzmaßnahmen nahezu durchgängig zwischen 500 und 520 Terawattstunden, und auch die Verluste liegen in diesem Zeitraum stets zwischen 81 und 97 Terawattstunden.

Hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung des Bruttostromverbrauchs erscheinen bis 2030 im Kern zwei Szenarien realistisch:

- ***Business-as-usual*-Szenario:** Bis 2030 werden nur wenige zusätzliche Effizienz- und Klimaschutzmaßnahmen zu den bereits beschlossenen Maßnahmen ergriffen. Das hätte zur Folge, dass erwartete Verbrauchssenkungen durch technische Effizienzgewinne – wie in den letzten Jahren regelmäßig zu beobachten – weitgehend von Rebound-Effekten etwa durch die Nutzung neuer technischer Anwendungen kompensiert würden. Gleichzeitig würden in einem solchen Szenario keine zusätzlichen Maßnahmen zur Erhöhung der Sektorintegration ergriffen, sodass keine maßgeblichen Mehrverbräuche durch den Wärme- und Verkehrssektor zu erwarten wären. Im Ergebnis bliebe der Bruttostromverbrauch in diesem Szenario bis 2030 in etwa konstant auf heutigem Niveau von 600 Terawattstunden.
- **Klimaschutzszenario:** Die Bundesregierung verfolgt bis 2030 eine deutlich ambitioniertere Effizienzstrategie, um das Klimaschutzziel von minus 55 Prozent bis 2030 möglichst kostengünstig zu erreichen. Das würde bedeuten, dass der traditionelle Endenergieverbrauch in den Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr bis 2030 um etwa 10 Prozent gegenüber dem heutigen Niveau gesenkt werden könnte. Auch der Eigenbedarf der Kraftwerke würde in einem solchen Szenario durch die notwendige Minderung der Kohleverstromung reduziert, jedoch zum Teil durch höhere Übertragungsverluste im Verteilnetz durch die Einspeisung von mehr dezentralen Erzeugungsanlagen kompensiert. Gleichzeitig würden im Wärme- und Verkehrssektor verstärkt Maßnahmen zur Elektrifizierung unternommen, was ebenfalls einen entsprechenden Mehrverbrauch zur Folge hätte. Im Endergebnis ergäbe sich für das Jahr 2030 auch hier ein in etwa mit dem heutigen Niveau vergleichbarer Bruttostromverbrauch in Höhe von rund 600 Terawattstunden.

Für die weiteren Berechnungen wird für das Jahr 2030 entsprechend ein stabiler Bruttostromverbrauch in Höhe von 600 Terawattstunden angesetzt.

Entwicklung des Bruttostromverbrauchs im Szenario bis 2030 Abbildung 1



* eigene Schätzung für die Verteilung auf Basis des gesamten Bruttostromverbrauchs
AG Energiebilanzen (2018); Agora Energiewende (2017)

2.2 Entwicklung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien

Geht man davon aus, dass der Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 bei 600 Terawattstunden liegt, so entspricht ein EE-Anteil von 65 Prozent einer Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien von 390 Terawattstunden (Abbildung 2).

Damit der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien so kosteneffizient wie möglich erfolgt, wurde für die Berechnungen des notwendigen EE-Zubaus an der derzeit bereits im EEG 2017 angelegten Fokussierung auf die kostengünstigsten Technologien Windkraft und Solarenergie festgehalten.

Für den jährlichen Bruttoausbau der einzelnen Technologien bedeutet das konkret (Abbildung 3):

→ **Wasserkraft:** Ein weiterer Ausbau der Wasserkraft erfolgt wegen der nahezu ausgeschöpften, naturschutzrechtlich vertretbaren Potenziale nur in sehr engen Grenzen. Das bedeutet, dass jährlich von einem Bruttozubau in Höhe von 10 Megawatt ausgegangen wird.

→ **Biomasse:** Der jährliche Bruttozubau von Biomasse bleibt wegen der hohen Vergütungskosten, der beschränkten nationalen Anbaupotentiale und der im Ausland mit dem Anbau einhergehenden Landnutzungskonflikte auf 200 Megawatt pro Jahr beschränkt.

→ **Offshore-Windkraft:** Das bisherige Ausbauziel für Offshore-Windkraft wird von 15,0 auf 20,0 Gigawatt im Jahr 2030 angehoben. Die derzeit bis 2023 vorgesehenen Zubaumengen werden entsprechend der bisher vereinbarten Ausschreibungen beibehalten. Der im Koalitionsvertrag vorgesehene Zubau durch Sonderausschreibungen in Höhe von 1,0 Gigawatt wird in den Jahren 2024 und 2025 in Höhe von jeweils 0,5 Gigawatt realisiert. Ab dem

Jahr 2026 sind pro Jahr 1,7 Gigawatt an jährlichem Zubau vorgesehen.

→ **Onshore-Windkraft:** Der jährliche Bruttozubau von Onshore-Windkraft folgt bis 2021 der Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber. Zusätzlich werden die im Koalitionsvertrag vereinbarten Sonderausschreibungen in Höhe von 4,0 Gigawatt berücksichtigt, deren Realisierung auf die Jahre 2019 (0,7 Gigawatt), 2020 (1,1 Gigawatt) und 2021 (1,8 Gigawatt) verteilt wird. Ab dem Jahr 2022 ist schließlich ein jährlicher Bruttozubau von insgesamt 4,0 Gigawatt notwendig.

→ **Photovoltaik:** Der jährliche Bruttozubau von Photovoltaik folgt in seiner Logik dem weiteren Ausbau von Onshore-Windkraft. Das bedeutet, dass bis 2021 die Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber sowie zusätzlich die Sonderausschreibungen (Zubau 2019: 0,75 GW; 2020: 1,25 GW; 2021: 2,0 GW) berücksichtigt werden. Ab dem Jahr 2022 müssen jährlich 5,0 Gigawatt zugebaut werden.

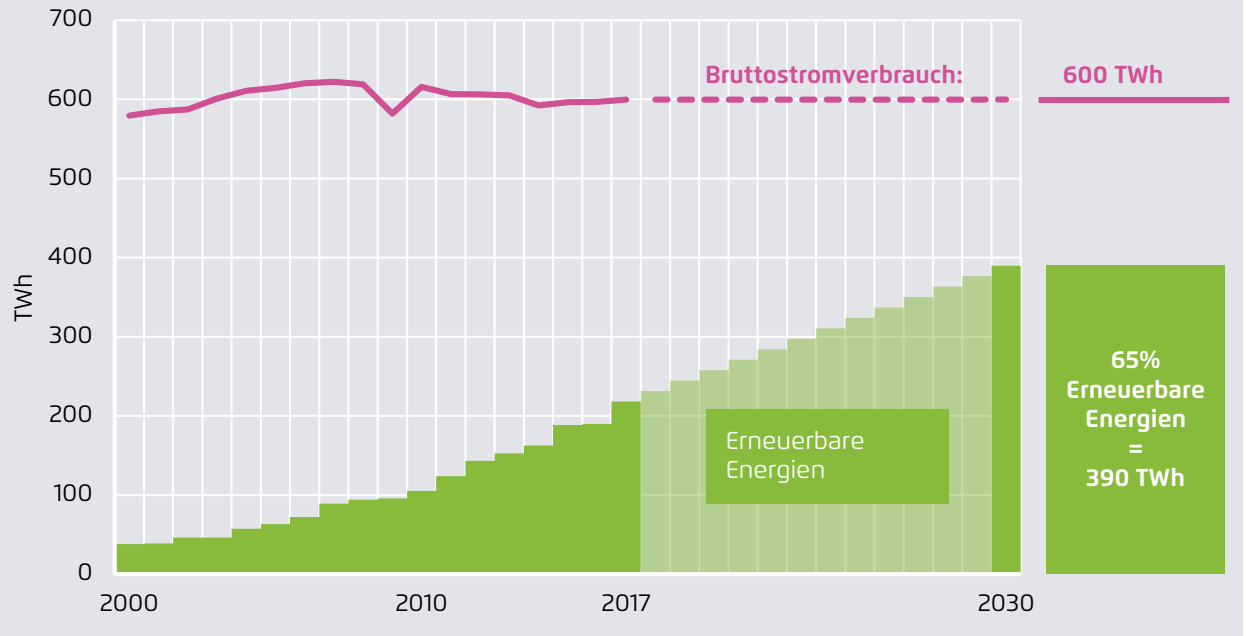
Um diesen Zubau zu realisieren, sind gegenüber dem EEG 2017 die folgenden Änderungen notwendig:

→ **Offshore-Windkraft:** Durchführung einer Sonderausschreibung mit den Realisierungsjahren 2024 und 2025 in Höhe von 0,5 Gigawatt sowie Erhöhung der jährlichen Ausschreibungsmengen für die Jahre 2026 bis 2030 auf 1,7 Gigawatt pro Jahr.

→ **Onshore-Windkraft:** Durchführung von Sonderausschreibungen für die Realisierungsjahre 2019 (0,75 GW), 2020 (1,25 GW) und 2021 (2,0 GW) sowie eine Erhöhung der Ausschreibungsmengen auf 4,5 Gigawatt für die Realisierungsjahre 2022 bis 2030.

→ **Photovoltaik:** Durchführung von Sonderausschreibungen für die Realisierungsjahre 2019 (0,75 GW), 2020 (1,25 GW) und 2021 (2,0 GW) sowie eine Erhöhung der Ausschreibungsmengen auf 4,0 Gigawatt für die Realisierungsjahre 2022

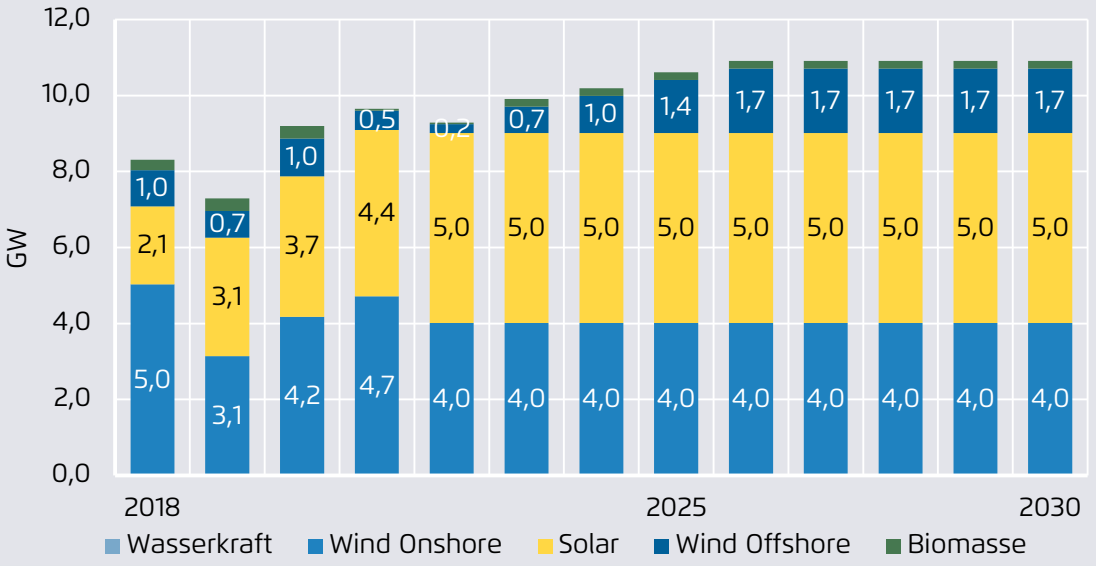
Notwendige Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zur Einhaltung des 65-Prozent-Ziels bis 2030 — Abbildung 2



eigene Berechnungen auf Basis Öko-Institut (2017)

Notwendiger jährlicher Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten der Erneuerbaren Energien zur Einhaltung des 65-Prozent-Ziels bis 2030

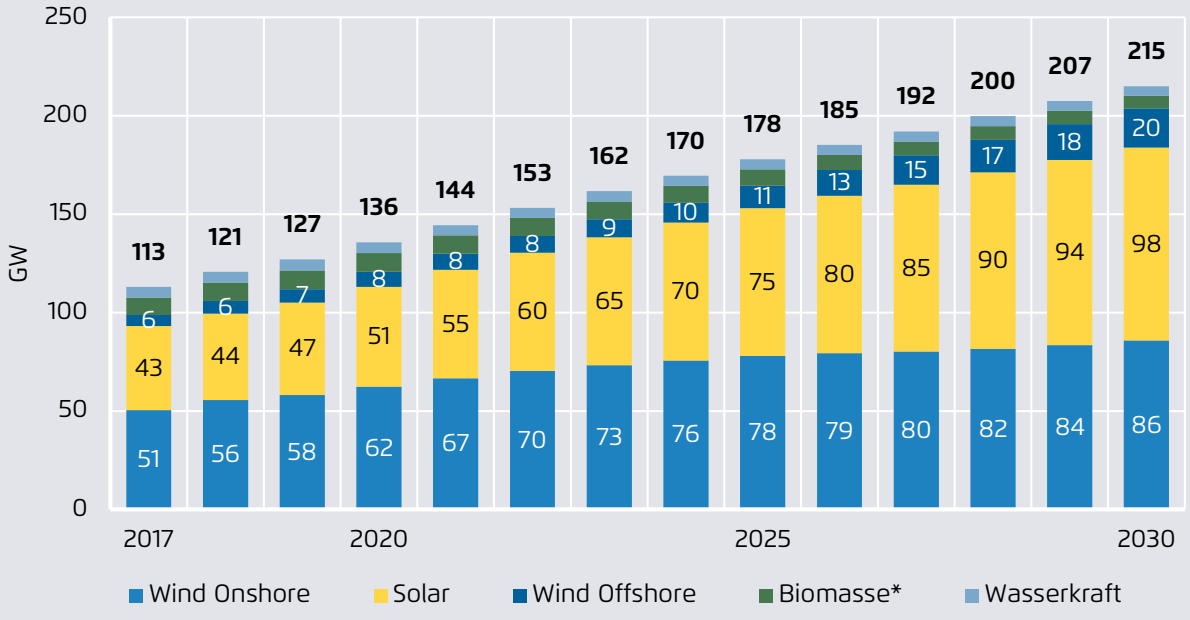
Abbildung 3



Eigene Berechnungen auf Basis Öko-Institut (2017)

Entwicklung der installierten Leistung der Erneuerbaren Energien auf Basis des vorgeschlagenen Ausbaupfades bis 2030

Abbildung 4



*inkl. biogenem Hausmüll und Sonstige
Eigene Berechnungen auf Basis Öko-Institut (2017)

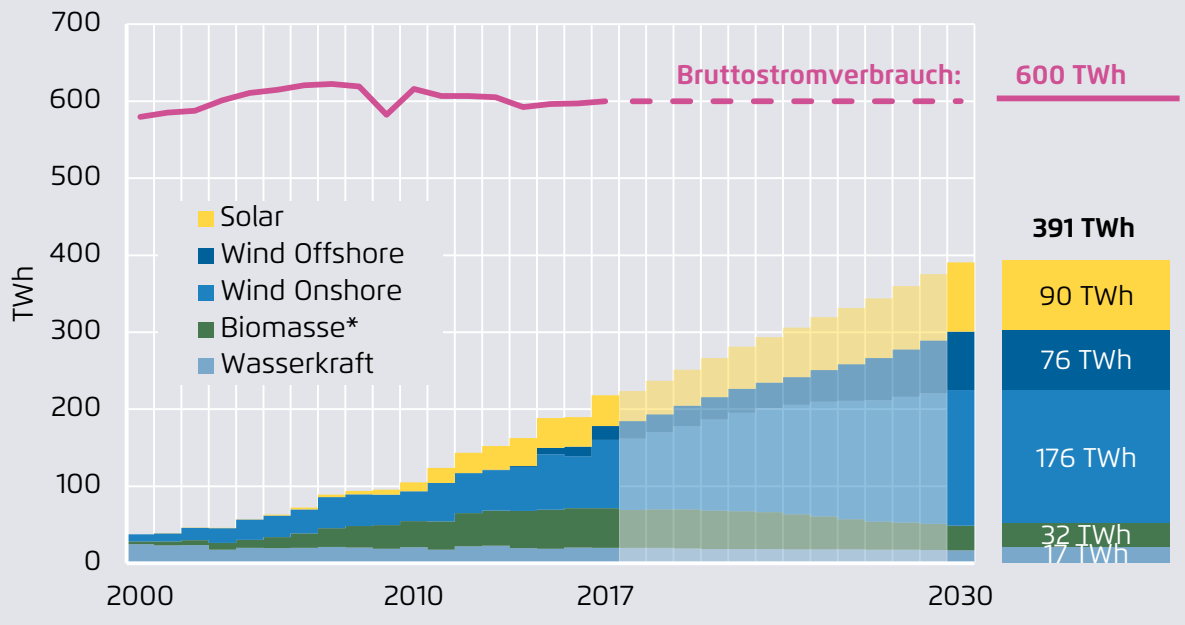
bis 2030. Dabei sollten im Sinne des Naturschutzes jedoch nur rund 2,5 Gigawatt als Freifläche und die übrigen 1,5 Gigwatt für große Dachanlagen ausgeschrieben werden.

Werden die Erneuerbaren Energien entsprechend diesem Vorschlag bis 2030 zugebaut, so steigt die installierte Nettokapazität der Erneuerbare-Energien-Anlagen von heute 113 Gigawatt auf dann 230 Gigawatt an. Für die einzelnen Technologien bedeutet das konkret:

- **Wasserkraft:** Wasserkraft steht heute bei 5,5 Gigawatt und bleibt entsprechend dieses Ausbauszenarios bis zum Jahr 2030 mit einer installierten Leistung von 4,8 Gigawatt in etwa konstant.
- **Biomasse:** Die installierte Leistung der Biomasse (inklusive biogenem Hausmüll und Sonstige) geht aufgrund des geringeren Zubaus und des Ausscheidens von Altanlagen nach Ende ihrer Förderperiode von derzeit 8,8 Gigawatt auf dann 6,5 Gigawatt um etwa ein Viertel zurück.
- **Offshore-Windkraft:** Bis 2030 steigt die installierte Leistung von heute 5,5 Gigawatt auf dann 19,9 Gigawatt an.
- **Onshore-Windkraft:** Die Onshore-Windkraft erreicht bis 2030 eine Gesamtleistung von 85,7 Gigawatt. Das entspricht gegenüber dem heutigen Niveau von 50,5 Gigawatt einem Anstieg von etwa 70 Prozent.
- **Photovoltaik:** Die installierte Leistung aller Photovoltaikanlagen wird durch einen solchen Ausbau von heute 42,7 Gigawatt auf dann 98,0 Gigawatt mehr als verdoppelt.

Entsprechend der Modellrechnungen steigt die Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in der Folge bis 2030 auf 391 Terawattstunden. Das entspricht einem Anteil von 65,1 Prozent am Brutto-

Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien entlang des vorgeschlagenen Ausbaupfades bis 2030 — Abbildung 5



*inkl. biogenem Hausmüll und Sonstige
Eigene Berechnungen auf Basis Öko-Institut (2017)

stromverbrauch. Knapp die Hälfte des Stroms aus Erneuerbaren Energien stammt dann aus Onshore-Windkraft (176 TWh), gefolgt von Photovoltaik (90 TWh) und Offshore-Windkraft (76 TWh). Biomasse (32 TWh) und Wasserkraft (17 TWh) gehen insgesamt zurück (Biomasse) bzw. bleiben weitestgehend stabil (Wasserkraft) und spielen mengenmäßig nurmehr eine untergeordnete Rolle.

2.3 Zwischenfazit: Zubau Erneuerbarer Energien für das 65-Prozent-Ziel

Das 65-Prozent-Ziel der Bundesregierung zum Ausbau Erneuerbarer Energien erfordert im Stichjahr 2030 die Produktion von etwa 390 Terawattstunden Strom aus sauberen Quellen. Um das Ziel möglichst kostengünstig zu erreichen, sollte der Ausbau der Offshore-Windenergie bis 2022 von bisher geplanten 15 Gigawatt auf 20 Gigawatt erhöht werden. Ab 2022 müssten jährlich etwa 4,0 Gigawatt Onshore-Windenergie neu installiert werden, annähernd so viel wie in den vergangenen Jahren. Der Zubau von Photovoltaik müsste sich auf jährlich 5,0 Gigawatt gegenüber zuletzt praktisch verdoppeln.

Die genannten Zubaumengen beruhen auf realistisch-konservativen Annahmen. Der Ausbaubedarf kann sich noch erhöhen, wenn die hier optimistisch getroffenen Annahmen (25 Jahre Betriebsdauer von Onshore-Windkraft und Photovoltaikanlagen sowie relativ hohe Volllaststunden für Onshore-Windkraft) nicht in dieser Weise eintreten.

Die zusätzlichen Kosten für den beschleunigten Aufwuchs der Erneuerbaren Energien halten sich wegen der insgesamt sinkenden Preise in engem Rahmen. Die EEG-Umlage steigt gegenüber dem im EEG 2017 bereits vereinbarten Ausbau bis 2030 im Mittel um 0,4 Cent pro Kilowattstunde und ist damit verkraftbar.

Die notwendigen jährlichen Zubauraten können geringer ausfallen, wenn eine ambitionierte Effizienzpolitik konsequent umgesetzt wird. Gelingt es beispielsweise, den Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 580 statt 600 Terawattstunden zu senken, so wäre ab 2022 ein jährlicher Ausbau an Onshore-Windkraft von nur noch 3,5 Gigawatt und ein PV-Zubau von 4,7 GW pro Jahr notwendig. Um solche Einsparungen zu realisieren, bedarf es jedoch der schnellen und zielstrebigen Umsetzung konkreter Maßnahmen.[3]

Ein einmal erreichtes Effizienzniveau macht das Energiesystem jenseits der geringeren Zubaunotwendigkeiten Erneuerbarer Energien dauerhaft weniger abhängig von hergebrachten Energieträgern und deren Preisschwankungen und sonstigen Unsicherheiten in Krisenzeiten. Insgesamt erhöhen Energieeinsparungen die Flexibilität und die Handlungsoptionen des neuen Energiesystems.[4]

3 Langenheld, A. und Graichen, P. (2017)

4 Ifeu, Fraunhofer IEE und Consentec (in Arbeit)

3 Maßnahmenkatalog Stromnetze: Handlungsnotwendigkeiten für die Integration von 65 Prozent Erneuerbare Energien bis 2030

Das Vorhaben der Großen Koalition, die Energiewende auf Basis eines beschleunigten Zubaus Erneuerbarer Energien zu forcieren, erfordert neben dem laufenden Um- und Ausbau der Stromnetze auch ihre gegenüber dem heutigen Betrieb höhere Auslastung. Die bestehenden Netze müssen künftig besser genutzt werden als in der Vergangenheit. Die dazu notwendigen Technologien stehen teilweise bereits zur Anwendung bereit oder sie können kurz- und mittelfristig zur Anwendungsreife gebracht werden. So wird in den Netzen Platz geschaffen für den Transport des Stroms aus zusätzlichem Zubau erneuerbarer Kapazitäten, insbesondere auf Basis von Wind- und Solarenergie.[5] Die zuletzt deutlich gestiegenen Kosten für Maßnahmen zur Stabilisierung der Netze (*Redispatch* und Einspeisemanagement) können so begrenzt werden (siehe Abbildung 6 zu *Redispatch*-Kosten). Die nachfolgenden Handlungsempfehlungen dienen also dem Ziel einer kosteneffizienten Beschleunigung der Energiewende. Sie umfassen schwerpunktmäßig Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung. Mögliche marktseitige Maßnahmen werden in diesem Beitrag nicht behandelt.

Alle hier unterbreiteten Vorschläge müssen dringlich umgesetzt werden, damit das 65-Prozent-Ziel bis 2030 erreicht werden kann. Manche der Maßnahmen wirken kurzfristig (etwa in den nächsten drei bis fünf Jahren), andere mittelfristig (bis 2030), teilweise entfalten sie ihre Hauptwirkung auch erst nach 2030. Die notwendigen Maßnahmen betreffen sowohl das Übertragungsnetz als auch die Verteilnetze. Der Fokus dieses Papiers liegt allerdings auf dem Übertragungsnetz, das für den weiträumigen Transport großer Strommengen erforderlich ist.

Die zeitgemäße und verbesserte Auslastung der Bestandsnetze nach Maßgabe der heutigen technologischen Möglichkeiten ist das eine, eine mit fortschreitendem Aufwuchs Erneuerbarer Energien abgestimmte Reduzierung konventioneller Erzeugungskapazität das andere. Geht man, wie in diesem Papier angenommen (siehe Kapitel 2), davon aus, dass sich der deutsche Bruttostromverbrauch bis 2030 nicht wesentlich verändert, jedenfalls nicht weiter ansteigt, gilt dies umso mehr, wenn Erneuerbare Energien im Jahr 2030 etwa 65 Prozent des Bruttostrombedarfs decken sollen.

Neben dem Aspekt eines hohen *Must-run*-Sockels, der die *Redispatch*- und Einspeisemanagementproblematik verschärft (Kapitel 3.2.2.), belasten für die Stromversorgung oder einen sicheren Systembetrieb nicht mehr benötigte konventionelle Kraftwerke auch die Fähigkeit der bestehenden Netzinfrastruktur, zusätzlichen Strom aus Erneuerbaren Energien aufzunehmen. Dieser Verstopfungseffekt gilt zwar nicht für alle, jedoch für einen zunehmenden Teil der konventionellen Kraftwerke, vor allem mit Standorten entlang einer gedachten Linie nördlich von Frankfurt am Main.

Die letzten Kernkraftwerke werden 2022 abgeschaltet. Danach bilden Kohlekraftwerke den Kern des Problems, weil sie auch nach technischer Aufrüstung weniger flexibel sind als moderne Gasturbinen, die zudem einen wachsenden Anteil des insgesamt schrumpfenden Beitrags der fossil betriebenen Erzeugungsanlagen leisten müssen. Diese Frage liegt allerdings nicht im Fokus dieses Impulspapiers, sondern muss anderswo verhandelt werden. Derzeit vor allem in der Kommission *Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung*.

5 Gleichzeitig muss der beschlossene Ausbau der Übertragungsnetze fortgesetzt, besser noch beschleunigt werden.

3.1 Sofortprogramm für eine verbesserte Auslastung bestehender Übertragungstrassen

3.1.1 Freileitungsmonitoring (FLM) flächendeckend einführen

Herausforderung

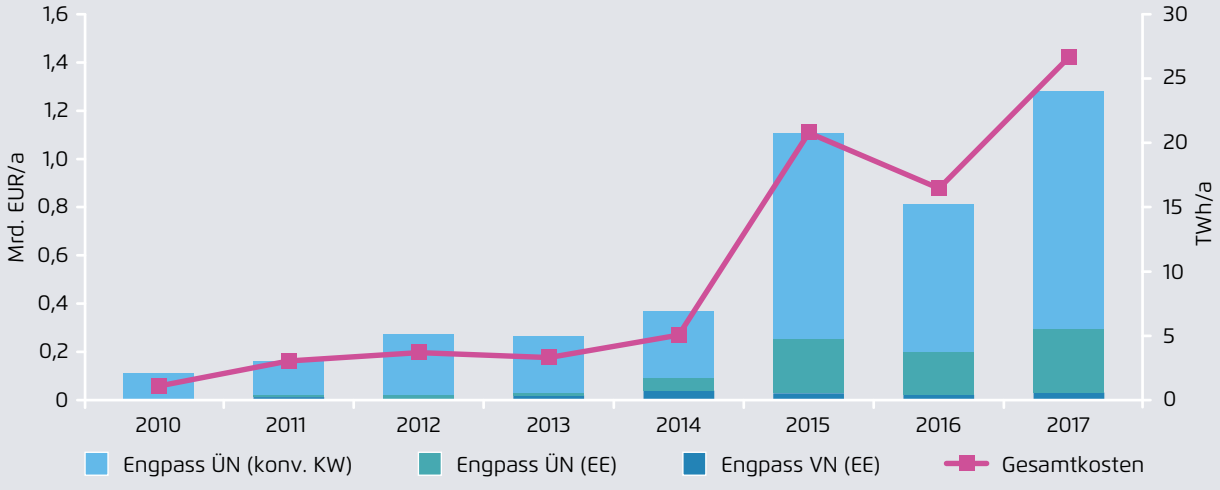
Die Übertragungsleistung einer Freileitung wird derzeit begrenzt durch die Erwärmung und die daraus resultierende Ausdehnung des Leiterseils. Aufgrund des in der Folge größeren Durchhangs besteht die Gefahr, dass der Abstand des Leiterseils zum Boden, zu Objekten oder zur Vegetation zu gering wird. Es drohen elektrische Überschläge, die unter Umständen auch Personen gefährden können, die sich in der Nähe aufhalten. Nicht nur bei Freileitungen, auch bei Stromkabeln und Transformatoren spielt die Erwärmung eine begrenzende Rolle. In diesen Fällen führen zu hohe Temperaturen zu einer verkürzten Lebensdauer des Isolationsmaterials.

Status quo

DIN-Normen[6] legen zur Einhaltung sogenannter **thermischer Limits** fixe Werte für die Dauerstrombelastbarkeit einer Freileitung fest (siehe Abbildung 6). Die Überschreitung der thermischen Limits ist deshalb aktuell die Hauptursache für Netzengpässe. Typischerweise liegt die Maximaltemperatur für herkömmliche Aluminium-Stahl-Leiterseile bei 80 Grad Celsius. Die Festlegung der Werte in den DIN-Normen fußt jedoch auf statischen Annahmen, wie beispielsweise einer bestimmten Außentemperatur, Sonneneinstrahlung und Windanströmung. Würden die Umgebungsbedingungen fortlaufend gemessen, könnten Freileitungen häufig deutlich höher ausgelastet werden. Das sogenannte **Freileitungsmonitoring** erlaubt eine solche bessere Auslastung der Bestandsnetze, indem gezielt installierte Sensoren punkt- oder abschnittsweise die tatsächliche Betriebstemperatur der Leiterseile messen. Weht zum Beispiel viel Wind, wird die Leitung naturgemäß stärker gekühlt und mehr Windstrom kann übertragen werden. Insgesamt kann die bestehende Netzkapazität also bei Anwendung des Freilei-

6 vgl. DIN EN 50182 und DIN EN 50341

Maßnahmen zur Netzengpassbehebung (Kosten und betroffene Energiemengen) Abbildung 6



Ecofys (2018) auf Basis von Quartals- und Monitoringberichten der Bundesnetzagentur

tungsmonitorings besser genutzt werden als bei der Vorabfestlegung statischer Grenzwerte der kritischen Parameter. Nach Abschätzung der dena-Netzstudie II[7] können Freileitungen in küstennahen Regionen mit Freileitungsmonitoring um bis zu 50 Prozent höher belastet werden.

Für den Netzausbau gilt in Deutschland das sogenannte **NOVA-Prinzip**: Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau. Es ist gemäß Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) Bestandteil der Netzplanung und findet Anwendung im Netzentwicklungsplan, den die Übertragungsnetzbetreiber alle zwei Jahre erstellen. Das Freileitungsmonitoring ist eine Maßnahme zur Netzoptimierung. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber wenden es bereits in unterschiedlichem Maß und auf unterschiedliche Weise an: über witterungsabhängigen Betrieb der hochbelasteten Nord-Süd-Leitungen (Amprion), über Sommer-/Winterumschaltungen der zulässigen Strombelastbarkeiten (TransnetBW) oder über temperaturbedingte Strombelastbarkeiten auf bestimmten Kuppelleitungen (50Hertz)[8] bis hin zur dynamischen Anpassung der maximalen Strombelastbarkeit auf Basis aktueller Wetterdaten an der Leitung (über eine Leitungslänge von 4.300 Kilometern bei TenneT).[9]

Bei der Umsetzung von FLM-Maßnahmen muss darauf geachtet werden, dass bestehende Grenzwerte für elektrische und magnetische Felder gemäß der 26. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV) und von Geräuschpegeln gemäß der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm) weiterhin eingehalten werden. Des Weiteren darf der mit FLM verbundene Anstieg elektromagnetischer Felder nicht zu einer unzulässigen Belastung etwa des Wartungspersonals von parallel verlaufenden Energieinfrastrukturen (zum Beispiel von Gasnetzen) führen.

Es liegt jedoch auf der Hand, dass Optimierungsmaßnahmen wie FLM grundsätzlich zur Steigerung der Akzeptanz für den Netzausbau geeignet sind, weil nicht neue Leitungstrassen errichtet werden müssen, sondern lediglich die Kapazität bestehender Netze besser ausgeschöpft wird.

Handlungsempfehlung

Sofortprogramm Flächendeckende Anwendung von Freileitungsmonitoring

- → **FLM-Rollout-Plan:** Erstellung eines Zeitplans zur Umsetzung vordringlicher FLM-Maßnahmen noch im Herbst 2018. Der Rollout-Plan identifiziert Stromleitungen mit einem besonders hohen Nutzenpotenzial für die Anwendung von FLM.
- → **FLM-Rollout:** Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber, bis Ende 2021 die erforderlichen Sensoren und Steuerelemente für ein flächendeckendes, dynamisches und echtzeitnahes Freileitungsmonitoring einzurichten. **Technische und andere Barrieren,** die einer schnellen FLM-Umsetzung entgegenstehen, müssen von den Übertragungsnetzbetreibern lokalisiert und transparent nachgewiesen werden.
- → **Anerkennung der Zusatzkosten** für die Umsetzung der FLM-Maßnahmen in den Netzentgelten durch die Bundesnetzagentur;
- → **Transparenzplattform für Netzausbau:** Installierung einer öffentlichen Datenbank (zum Beispiel durch die Bundesnetzagentur), die einen Überblick über geplante und bereits realisierte NOVA-Maßnahmen bietet.

7 dena (2010)

8 vgl. dena und BET (2017)

9 vgl. Meinecke, M. (2017)

- → Freileitungsmonitoring eröffnet die Möglichkeit, wesentlich mehr Strom durch bestehende Leitungen zu transportieren, indem es die aktuellen Wetterbedingungen (zum Beispiel die Umgebungstemperatur) im Netzbetrieb berücksichtigt.
- → Die Maßnahme ist effektiv und kurzfristig umsetzbar.
- → Ein flächendeckender Rollout-Plan mit Umsetzungszeitpunkten für konkrete Trassen hilft bei der Umsetzung.
- → Begründete Restriktionen (zum Beispiel ein Anstieg elektromagnetischer Felder) müssen beachtet werden.

3.1.2 Rollout Hochtemperaturleiterseile

Herausforderung

Gemäß dem NOVA-Prinzip folgt der Netzoptimierung die Netzverstärkung. Als vergleichsweise neue Technologie stehen dafür **Hochtemperaturleiterseile (HTLS)** zur Verfügung. Der Austausch entsprechender Leiterseile auf bestehenden Trassen führt zu einer wesentlich höheren Übertragungskapazität. Herkömmliche Aluminium-Stahl-Leiterseile werden ersetzt durch Hochtemperaturleiterseile aus einer speziellen Aluminiumlegierung.[10] So kann die thermische Grenze der Leitung – und damit die Stromtragfähigkeit – auf einer bestehenden Trasse erhöht werden. Je nach eingesetzter Technologie steigt die Übertragungskapazität um 50 bis 100 Prozent.[11] Eine sogenannte Umbeseilung mit HTLS setzt voraus, dass die Statik der Strommasten für die damit verbundenen mechanischen Belastungen ausreicht. Andernfalls müssen sie entsprechend verstärkt oder ersetzt werden. Zudem müssen – wie beim Freileitungsmonitoring – trotz höherer elektrischer Ströme die Grenzwerte der 26. BImSchV und der TA Lärm eingehalten sowie die Auswirkungen auf parallele Infrastrukturen wie Gasleitungen berücksichtigt werden.

Status quo

Im Gegensatz zum Freileitungsmonitoring steht die Anwendung von Hochtemperaturleiterseilen noch am Anfang. Dennoch sind sie heute Stand der Technik. HTLS-Pilotabschnitte sind bei den Übertragungsnetzbetreibern Amprion (380-Kilovolt-Leitung Hanekenfähr–Merzen), TenneT (220-Kilovolt-Leitung Abschnitt Stade–Sottrum) und TransnetBW (220-Kilovolt-Leitung Daxlanden–Weier) bereits im Einsatz. Zudem setzt 50Hertz HTLS auf der 380-Kilovolt-Leitung Remptendorf–Redwitz ein.[12] Auch der Netzentwicklungsplan 2030 sieht einzelne HTLS-Maßnahmen vor.

Handlungsempfehlung

Sofortprogramm Rollout Hochtemperaturleiterseile 2023

- → **Gutachten zur Umsetzung eines breit angelegten Einsatzes von HTLS bis Herbst 2018;** darauf fußend: **Erstellung eines Plans** *Rollout Heißleiterseile 2023* mit Identifizierung und Konkretisierung geeigneter Trassen, die innerhalb von fünf Jahren realisiert werden können;
- → **bei allen weniger starken Eingriffen –** wie Zu- und Umbeseilungen[13] oder anderweitigen Veränderungen bestehender Trassen und Ersatzneubauten: **Verzicht auf die Bundesfachplanung,** um die Umsetzung von Netzoptimierungs- und -verstärkungsmaßnahmen zu beschleunigen;[14]

10 weitere Informationen zu verschiedenen HTLS-Technologien, siehe Agora Energiewende (2017a) und Agora Energiewende und Energynautics (2018)

11 vgl. Agora Energiewende und Energynautics (2018); Gomez Exposito, A. et al. (2007); Kavanagh, T. und Armstrong, O. (2010)

12 vgl. dena und BET (2017)

13 Unter Zubeseilung versteht man die Auflage weiterer Leitungen auf bereits bestehende Trassen. Durch Umbeseilungen können auf Bestandstrassen Seile mit höherer Übertragungsfähigkeit genutzt werden.

14 Analog hierzu ebenfalls eine Prüfung von Maßnahmen innerhalb eines Bundeslandes, wenn das Raumordnungsverfahren angewandt wird, inwieweit hierauf in der Praxis verzichtet werden kann, wenn die Konfliktpunkte ebenso im Planfeststellungsverfahren behandelt werden können.

- in diesem Zusammenhang **Konkretisierung und Erleichterung der Anforderungen des vereinfachten Verfahrens im Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) (§ 11),** um dessen Anwendung in der Praxis zu erhöhen.
- Eine weitere Möglichkeit zur Beschleunigung der Umsetzung von Umbeseilungen liegt in der **verstärkten Anwendung des sogenannten Anzeigeverfahrens für unwesentliche Änderungen** (§ 25 NABEG sowie §§ 43 f. EnWG).
- **Nachweis der Unerheblichkeit einer Maßnahme:** Durch Maßnahmen zur Erhöhung der Strombelastbarkeit sind erhöhte Immissionen elektrischer, magnetischer und elektromagnetischer Felder programmiert. Um eine Maßnahme als unwesentliche Änderung nachzuweisen, müssen die Übertragungsnetzbetreiber jeweils eine Immissionsberechnung vorlegen und die Einhaltung der Vorgaben der TA Lärm prüfen.

- Wie das Freileitungsmonitoring ist auch der Einsatz moderner Hochtemperaturleiterseile geeignet, die Übertragungskapazität bestehender Trassen wesentlich zu erhöhen.
- Hierfür müssen bestimmte Voraussetzungen, etwa eine ausreichende Statik der Strommasten und die Einhaltung bestehender Immissionsgrenzwerte, erfüllt sein.
- Im Rahmen einer Novellierung des NABEG ist es wesentlich, Hemmnisse im Genehmigungsrecht bei Maßnahmen abzubauen, die nur einen unerheblichen Eingriff darstellen.

3.1.3 Lastflüsse effektiv steuern

Herausforderung

Lastflusssteuerung stellt – wie das Freileitungsmonitoring – eine Netzoptimierungsmaßnahme dar. Im Übertragungsnetz kann der Strom über unterschiedliche Leitungswege von der Erzeugung zu den Verbrauchern fließen. Vereinfacht gesagt bedeutet Lastflusssteuerung die „Umleitung" des Stromflusses von stark belasteten Leitungen auf benachbarte, weniger belastete Leitungen. Eine solche Vergleichmäßigung der Lastflüsse im Netz ermöglicht insgesamt eine bessere Auslastung der Betriebsmittel wie Leitungen und Transformatoren. Lastflusssteuernde Elemente sind beispielsweise Phasenschiebertransformatoren – wie sie schon an der deutsch-polnischen Grenze eingesetzt werden. Weitere Technologien, die zur Steuerung von Lastflüssen eingesetzt werden können, sind *Flexible AC Transmission Systems* (FACTS) und HGÜ-Systeme.[15]

Bei der Lastflusssteuerung ist zu beachten, dass eine Vielzahl von Netzsituationen mit unterschiedlichen Belastungen der jeweiligen Leitungen auftreten kann. Es müssen deshalb stets ausreichend Kapazitätsreserven auf den Leitungen vorhanden sein, auf die der Strom umgeleitet wird. Dies erfordert einen zusätzlichen Koordinationsaufwand, der sowohl benachbarte Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber im Inland als auch in europäischen Nachbarländern einschließt.

Meistens können lastflusssteuernde Elemente in bereits bestehenden Umspannwerken oder Schaltanlagen errichtet werden, wenn diese an netztechnisch geeigneten Standorten stehen. Diese stellen einen vergleichsweise geringen Eingriff dar. Lastflusssteuerung kann kurz- und mittelfristig zur Netzoptimierung eingesetzt werden, um Netzengpässe und damit *Redispatch*- sowie Einspeisemanagementmaßnahmen zu reduzieren. Die Übertragungsfähigkeit des Netzes insgesamt vergrößert sich dabei nicht. Aber die Lastflüsse werden regional umgeleitet und dabei von stark belasteten Leitungen weg verschoben.

Status quo

Primär erfolgte der Einsatz von Lastflusssteuerung – beispielsweise mittels Phasenschieber – hierzulande an den Grenzen zu europäischen Nachbarländern wie Polen und Tschechien. Die innerdeutsche Nut-

15 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ); weitergehende Informationen hierzu in: Agora Energiewende und Energynautics (2018)

zung von Phasenschiebern und anderen lastflusssteuernden Elementen zur gleichmäßigeren Auslastung des bestehenden Übertragungsnetzes ist als Kurzfristmaßnahme in den Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017 (NEP Strom 2030)[16] neu eingegangen. Im Rahmen dieses Prozesses haben die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber erstmals sogenannte Ad-hoc-Maßnahmen vorgeschlagen. Sie dienen dazu, Netzengpässe für den Zeitraum zu überbrücken, in dem die letzten Kernkraftwerke bereits abgeschaltet, die großen HGÜ-Leitungen von Nord- nach Süddeutschland jedoch noch nicht fertiggestellt sind. Insgesamt haben die Übertragungsnetzbetreiber in diesem Zusammenhang 16 Ad-hoc-Maßnahmen im NEP 2030, Version 2017, vorgeschlagen, von denen neun von der Bundesnetzagentur bestätigt wurden.[17] Zur Verringerung von Netzengpässen gehören hierzu schnell realisierbare Phasenschieber, deren Einsatz nach einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in den Jahren 2023 bis 2025 zu einem volkswirtschaftlichen Gewinn von etwa zwei Milliarden Euro führen wird. Sofern die Phasenschieber netzdienlich eingesetzt werden, können sie auch in den Jahren danach noch einen Nutzen liefern.[18] Entscheidend und neu bei der Anwendung von Ad-hoc-Maßnahmen ist, dass die vermiedenen Kosten für *Redispatch* und Einspeisemanagement in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer Maßnahme einfließen. Zuvor hat der Netzentwicklungsplan Strom gemäß § 12a EnWG lediglich Maßnahmen für das Zielnetz für mindestens die nächsten 10 und höchstens die nächsten 15 Jahre enthalten. Die Vorgaben des EnWG sind damit statisch und zeit*punkt*bezogen, beachten jedoch nicht Maßnahmen, die zeit*raum*bezogen in den Übergangsjahren bis zur Realisierung der geplanten Trassen wirtschaftlich sinnvoll sein können. Der Nutzen des Einsatzes von Phasenschiebern und anderen lastflusssteuernden Elementen wurde im letzten NEP 2030, Version 2017, bestätigt. Erste Maßnahmen sind auf den Weg gebracht. Die Erschließung weiterer Potenziale im großflächigen Einsatz steht jedoch aus.

Handlungsempfehlung

Integration der Lastflusssteuerung in den Netzbetrieb ausweiten

Die weitere Integration der Lastflusssteuerung in den Netzbetrieb sollte in folgenden Schritten erfolgen:

- → **zeitnahes Gutachten zur Lastflusssteuerung im Übertragungsnetz** mit a) einer Netzanalyse zur Quantifizierung des Potenzials im deutschen Bestandsnetz, b) der Identifizierung von Standorten, an denen Phasenschiebertransformatoren eingesetzt werden sollen, sowie deren Dimensionierung, c) einer Analyse der technischen Rückwirkungen auf das Übertragungsnetz insgesamt sowie d) einer Wirtschaftlichkeitsanalyse, insbesondere zu den Amortisationszeiträumen gegenüber dem Einsatz von *Redispatch* und Einspeisemanagement;
- → **zur mittelfristigen Integration in den Netzbetrieb:** Einführung zusätzlicher Prozesse und Algorithmen beziehungsweise Tools in den Leitwarten der Übertragungsnetzbetreiber für eine Analyse der erforderlichen Koordination der Stufeneinstellung sowie einer intensiven Abstimmung mit Übertragungsnetzbetreibern in angrenzenden Regelzonen, inklusive der Übertragungsnetzbetreiber in den europäischen Nachbarländern. Dies ist notwendig zur Koordination der Lastflüsse bei flächendeckendem Einsatz von Phasenschiebern, da dies grenzüberschreitende Auswirkungen hat.
- → **Integration der Lastflusssteuerung in die Koordination der Steuerung** der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber sowie zeitliche Abstimmung bei der Umsetzung der geplanten Maßnahmen;
- → **Berücksichtigung der Lastflusssteuerung im Regulierungsrahmen** (EnWG, ARegV).

16 BNetzA (2017a)

17 BNetzA (2017a), S. 49.

18 BNetzA (2017a), S. 50.

- Lastflusssteuerung ermöglicht eine effizientere Nutzung der bestehenden Netze durch eine Vergleichmäßigung der Netzauslastung. Der Strom wird von stark belasteten Leitungen auf weniger belastete umgeleitet.
- Die Maßnahme ist effektiv und schnell umsetzbar und geeignet, an stark belasteten Leitungsabschnitten *Redispatch*- und Einspeisemanagementmaßnahmen zu reduzieren.
- Mittelfristig kann der großflächige Einsatz von lastflusssteuernden Elementen wie Phasenschiebern den Netzbetrieb weiter optimieren. Hierzu müssen Erfahrungen gesammelt werden, insbesondere bezüglich der Koordination mit angrenzenden Regelzonen.
- Außerdem ermöglichen lastflusssteuernde Ad-hoc-Maßnahmen eine Reduktion von Redispatch und Einspeisemanagement. Dazu muss die Lastflusssteuerung im Netzbetrieb in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) Berücksichtigung finden.

3.1.4 Netzbooster gegen Redispatch

Herausforderung

Eine weitere Möglichkeit, um Netzengpässe im Übertragungsnetz kurzfristig zu entlasten, wird neuerdings unter dem Begriff **Netzbooster** diskutiert.[19] Dabei handelt es sich um den gezielten Einsatz von **zentralen steuerbaren Batteriespeichersystemen** (vornehmlich im Süden Deutschlands), von **zentralen zusätzlichen Lasten**, etwa *Power-to-Heat* (vorrangig im Norden und in der Mitte Deutschlands) sowie von **flexiblen Gasturbinen**. Diese Technologien werden nach dem Konzept als netzdienliche Flexibilität eingesetzt, die ausschließlich den Übertragungsnetzbetreibern zur Netzengpassbehebung zur Verfügung stehen und direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Bei Netzboostern handelt es sich in diesem Sinn um zusätzliche Betriebsmittel im Übertragungsnetz. Eine Voraussetzung für die Anwendung von Netzboostern ist, dass der zuständige Übertragungsnetzbetreiber sie im Fehlerfall sehr schnell und direkt ansteuern kann.

Perspektivisch ermöglichen Netzbooster einen reaktiven, fehlerbasierten *Redispatch*. **Reaktiver *Redispatch*** bedeutet, dass nicht präventiv, wegen eines drohenden Netzengpasses Maßnahmen ergriffen werden, sondern erst im Fehlerfall die netzdienliche Flexibilität schnell aktiviert wird. Hierfür ist eine operative Einbindung des Konzeptes der Netzbooster in der Leitwarte der Übertragungsnetzbetreiber wesentlich. Zugleich müssen hohe Sicherheitsanforderungen an die Sensor- und Schalttechnik erfüllt sein (Stichwort: *Cybersecurity*), damit die Systemsicherheit bei schnellen Gegenmaßnahmen im Fehlerfall gewahrt bleibt.

Netzbooster können auch als kurzfristige Maßnahme greifen[20] und sind insbesondere relevant, um *Redispatch*-Maßnahmen im Zeitraum nach dem Ausstieg aus der Kernenergie zu verringern, bis die großen HGÜ-Leitungen fertiggebaut sind. Perspektivisch bieten sie das Potenzial, in Kombination mit der Lastflusssteuerung (Kapitel 3.1.3) eine erste Stufe zur Umsetzung einer automatisierten Systemführung darzustellen.

Der Vorteil von Netzboostern liegt unter anderem darin, dass durch entsprechend dimensionierte Batteriespeicher an neuralgischen Punkten im Netz größere Leistungen zur Netzengpassleistung gesteuert werden können. Der Koordinationsaufwand ist so erheblich geringer als bei der Steuerung vieler kleiner flexibler Lasten und Erzeuger.

Status quo

Analog zur Lastflusssteuerung durch Phasenschieber zur Reduktion von *Redispatch* ist auch der Einsatz

19 vgl. Consentec (2017)

20 dann allerdings vorerst unter Verzicht auf die reaktive Ausgestaltung

von Netzboostern eine mögliche, ab 2023 wirksame Kurzfristmaßnahme, die in die Netzentwicklungsplanung integriert werden kann. Fachleute schätzen, dass sich die Transportkapazität ansonsten gleicher Übertragungsleitungen um etwa 30 Prozent erhöhen lässt. Das *Redispatch*-Volumen würde sich sogar um bis zu 80 Prozent verringern lassen. Die nach der Abschaltung der letzten Kernkraftwerke im Jahr 2023 erwartete Abregelung Erneuerbarer Energien könnte um etwa 70 Prozent reduziert werden.[21] Allerdings fehlt für das Konzept bisher ein entsprechender regulatorischer Rahmen.

Handlungsempfehlung

Netzbooster kurzfristig einführen

- Um Netzbooster kurzfristig bis 2023 in das Bestandsnetz zu integrieren, werden folgende Schritte vorgeschlagen:
- Analyse des Stromnetzes auf Basis einer **leitungsscharfen Netzsimulation**, um Netzengpässe und neuralgische Punkte im Netz, die sich als Standorte von Netzboostern anbieten, zu identifizieren;
- Ausarbeitung von **Kosten-Nutzen-Analysen**, die den Aufwand für die Errichtung von Netzboostern ins Verhältnis setzen zu den zu erwartenden Einsparungen vermiedener *Redispatch*- und Einspeisemanagementkosten;
- Aufnahme von **Netzboostern als Ad-hoc-Maßnahme in den Netzentwicklungsplanprozess** und Anerkennung der damit verbundenen Kosten im Rahmen der ARegV;
- bei der Standortfestlegung von Netzboostern Beachtung des Zusammenspiels mit Phasenschiebertransformatoren, die zur Lastflusssteuerung eingesetzt werden, sowie mit grenzüberschreitenden Lastflüssen;
- Klärung von Eigentumsverhältnissen bei Einsatz von Netzboostern, insbesondere unter Beachtung der Entflechtungsvorgaben der EU;
- Festlegung technischer Spezifikationen inklusive IKT-Anforderungen beim Einsatz von Batteriespeichern und flexiblen Lasten als Netzbooster.

- Netzbooster sind Batteriespeichersysteme, flexible Lasten oder flexible Gasturbinen, die von Übertragungsnetzbetreibern ausschließlich zur Netzengpassbehebung eingesetzt werden. Sie eignen sich insbesondere als Ad-hoc-Maßnahme zur Überbrückung von Engpässen an neuralgischen Punkten im Netz, bis die großen HGÜ-Trassen entsprechend dem beschlossenen Übertragungsnetzausbau (EnLAG, NEP, BBPlG) realisiert sind.
- Die Netzengpassbehebung erfolgt perspektivisch durch eine (teil)automatisierte Steuerung der Netzbooster im Fehlerfall. Dies muss entsprechend in den operativen Betrieb in die Leitwarten der Übertragungsnetzbetreiber integriert werden und stellt eine erste Stufe bei der Einführung einer automatisierten Systemführung dar.

21 vgl. Consentec (2017)

3.2 Nutzen statt abregeln Den Zubau Erneuerbarer Energien ohne zusätzliche Abregelung und *Redispatch* organisieren

3.2.1 *Power-to-Heat*-Anlagen (PtH) in windreichen Regionen effektiver anreizen

Herausforderung

In den letzten Jahren haben infolge von Netzengpässen *Redispatch*- und Einspeisemanagementmaßnahmen teilweise stark zugenommen. Zuletzt meldete die Bundesnetzagentur für das Jahr 2017 Rekordgesamtkosten von 1,4 Milliarden Euro für die Maßnahmen zur Netzstabilisierung.[22] Infolge der Heterogenität des deutschen Übertragungs- und Verteilnetzes zeigt sich in den verschiedenen Netzregionen eine stark unterschiedliche Intensität dieser Eingriffe.

In Norddeutschland mit seiner intensiven Windnutzung wird besonders viel abgeregelt. Dies ist eine Konsequenz daraus, dass der Netzausbau dem Zubau der Erneuerbare-Energien-Anlagen nicht nachkommt und der erzeugte Windstrom zu bestimmten Zeiten in den jeweiligen Regionen nicht genügend Abnehmer findet. So fallen – je nach Quartal – 60 bis über 70 Prozent der Einspeisemanagementmaßnahmen allein in Schleswig-Holstein an.[23] Weitere stärker betroffene Bundesländer sind Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 hat der regionalen Dimension von Netzengpässen Rechnung getragen durch die Einführung einer Obergrenze des Zubaus von Onshore-Windenergieanlagen in Regionen, in denen das Übertragungsnetz bereits besonders belastet ist (§ 36c EEG). Hierfür hat die Bundesnetzagentur, basierend auf einer Systemanalyse, ein sogenanntes **Netzausbaugebiet** definiert, das gegenwärtig Schleswig-Holstein, den nördlichen Teil Niedersachsens, Bremen, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern umfasst. Als weitere Übergangsmaßnahme zur besseren Verzahnung von Netzinfrastruktur und dem Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen ist für die Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit der **Kontrahierung von zuschaltbaren Lasten** eingeführt worden. Das Problem: Häufig wird die Stromproduktion von Windenergieanlagen im Norden abgeregelt, während KWK-Anlagen[24] auf Basis von Kohle oder Gas weiterhin Strom erzeugen und dabei CO_2 emittieren. Der Grund dafür ist die Inflexibilität von KWK-Anlagen, die vertraglich zur Deckung lokaler Wärmebedarfe verpflichtet sind und dabei gleichzeitig und unabhängig vom konkreten Bedarf Strom produzieren. Hier greift § 13(6a) EnWG für zuschaltbare Lasten: Er sieht vor, dass Übertragungsnetzbetreiber mit Betreibern von KWK-Anlagen im Netzausbaugebiet vertraglich vereinbaren können, dass diese in den zuvor beschriebenen Situationen ihre KWK-Stromproduktion reduzieren und stattdessen über eine *Power-to-Heat*-Anlage die erforderliche Wärme erzeugen („nutzen statt abregeln"). Insgesamt können die Übertragungsnetzbetreiber nach der Regelung bis zu zwei Gigawatt kumulierte Leistung kontrahieren. Die teilnehmenden KWK-Anlagen müssen dabei kostengünstig und effizient zur Beseitigung des jeweiligen Engpasses beitragen können. Sie profitieren von einer Erstattung der Investition in die *Power-to-Heat*-Anlage, einer angemessenen Vergütung für die Absenkung der KWK-Einspeisung sowie einer Erstattung für die dafür benötigte elektrische Energie aus dem Netz. Die Vertragslaufzeit beträgt fünf Jahre, und die KWK-Anlage muss vor dem Jahr 2017 in Betrieb genommen worden sein. Diese Regelung zu zuschaltbaren Lasten ist befristet und kann bis Ende Dezember 2023 angewandt werden. Andere Technologien als KWK-Anlagen können – bisher nur theoretisch – zum Zuge kommen, wenn die im Gesetz vorgesehene Grenze von zwei Gigawatt über die Kontrahierung von KWK-Anlagen nicht erreicht wird. Dafür muss die Bundesregierung einen Vorschlag für eine entsprechende Rechtsverordnung vorlegen.

22 BNetzA (2018)

23 BNetzA (2018a), S. 17 ff.

24 Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Zudem wurde 2017 die SINTEG-Verordnung (Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende) beschlossen, die unter anderem eine Experimentierklausel enthält, um neue Verfahren für eine sichere und stabile Stromversorgung bei sehr hohen Anteilen Erneuerbarer Energien zu erproben. Die SINTEG-Verordnung ist ebenfalls bis Mitte 2022 befristet und ermöglicht fünf Schaufensterregionen, in großen regionalen Versuchsfeldern innovative Verfahren und Technologien zu testen. Wirtschaftliche Nachteile, die teilnehmenden Akteuren wie Letztverbrauchern, Erneuerbare-Energien-Anlagen- und Speicherbetreibern aus der Teilnahme entstehen (Netzentgelte, Umlagen), werden erstattet.

Status quo

Bislang kommt die Umsetzung dieser Regelung in § 13(6a) EnWG nicht voran. Bis Jahresbeginn 2018 war noch kein Anlagenbetreiber an die Übertragungsnetzbetreiber herangetreten, um einen entsprechenden Vertrag abzuschließen; bislang ist das Interesse sehr begrenzt. Refinanzierungsfragen sowie die Frage der Anerkennung der Investitionskosten als nicht beeinflussbare Kosten seitens der Übertragungsnetzbetreiber behindern offenbar die Umsetzung.[25] Zudem sind gemäß Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) nach Ende 2023 keine neuen Verträge mehr erlaubt.

Gleichzeitig lässt sich im Rahmen von SINTEG beobachten, dass immer mehr Akteure Konzepte für netzdienliche Flexibilitätsoptionen – oder sogenannte *Smart Markets*[26] – entwickeln. Dabei geht es darum, in Netzengpassregionen durch Koordinationsplattformen Anreize für netzdienliche Flexibilität zu schaffen, über die die Netzbetreiber netzdienliche Flexibilitätsoptionen (zum Beispiel flexible Lasten, Erzeuger und Speicher) abrufen können. Auch diese Möglichkeit ist bisher entsprechend der Befristung der SINTEG-Verordnung bis Mitte 2022 begrenzt.

Um nachhaltig Investitionsanreize für netzdienliche Flexibilität zu setzen, bedarf es jedoch langfristig tragfähiger Mechanismen, die nicht an befristete Ausnahmeregelungen und -klauseln gekoppelt sind.[27]

Handlungsempfehlung

Ein tragfähiges Regelwerk für *Power-to-Heat*-Anlagen: „nutzen statt abschalten"

Um netzdienliche *Power-to-Heat*-Anlagen erfolgreich anzureizen, bedarf es folgender Schritte:

- → **kurzfristig:** vorübergehende Befreiung netzdienlich eingesetzter ***Power-to-Heat*-Anlagen** im Netzausbaugebiet von **Abgaben und Umlagen**;
- → **mittelfristig:** Setzung von tragfähigen Anreizen für netzdienliche Flexibilität (etwa flexible Lasten, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Erneuerbare-Energien-Anlagen, Speicher) durch **technologieoffene *Smart Markets*** als **Koordinationsmechanismus zwischen Markt und Netz**. Hierzu bedarf es einer Weiterentwicklung des § 13(6a) EnWG sowie des § 14a EnWG für steuerbare Verbrauchseinrichtungen, um ein kohärentes Regelwerk für die Mobilisierung netzdienlicher Flexibilität zu schaffen.[28]

25 vgl. Energate (2017)

26 für eine Übersicht zu grundlegenden Konzepten, wie Smart Markets ausgestaltet werden können, siehe Ecofys und Fraunhofer IWES (2017)

27 vgl. Hinterberger, R. et al. (2018)

28 vgl. regulatorische Roadmap und vorgeschlagene Smart-Market-Modelle in Ecofys und Fraunhofer IWES (2017)

- Netzdienliche Flexibilität wie *Power-to-Heat*-Anlagen, weitere flexible Lasten, Speicher und Erzeuger können Netzengpässe entlasten oder beheben – und zugleich dazu beitragen, dass der Strom aus Erneuerbaren Energien auch künftig sinnvoll genutzt statt abgeregelt wird.
- Die Anreize für netzdienliche Flexibilität über den § 13(6a) EnWG für zuschaltbare Lasten im jetzigen Regelwerk sind bisher nicht ausreichend, um entsprechende Investitionen zu generieren. Zudem sind sowohl die Regelungen für zuschaltbare Lasten als auch für die Experimentierklausel der SINTEG-Projekte befristet.
- Kurzfristig müssen *Power-to-Heat*-Anlagen durch eine Befreiung von Abgaben und Umlagen sowie eine Überarbeitung der Netzentgeltregelungen stärker angereizt werden.
- Mittelfristig geht es darum, über sogenannte Smart Markets an der Schnittstelle von Markt und Netz eine technologieoffene Mobilisierung netzdienlicher Flexibilität zu schaffen.

3.2.2 *Must-run*-Sockel konventioneller Erzeugung gezielt abbauen

Herausforderung

Immer häufiger treten in Deutschland Situationen auf, in denen stundenweise fast die gesamte Stromnachfrage aus Erneuerbaren Energien gedeckt wird. Für die nächsten Jahre ist mit dem weiteren beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien auf etwa 65 Prozent des Bruttostromverbrauchs bis 2030 zu erwarten, dass für eine stetig wachsende Zahl von Jahresstunden die Stromnachfrage komplett aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden kann. Konventionelle Stromerzeugung ist in diesen Zeiten im Prinzip nicht mehr notwendig und wegen der Brennstoffkosten zudem teurer als Strom aus Windenergie- oder Photovoltaikanlagen.[29]

Allerdings ist – unveränderte Marktregeln und gleiches Akteursverhalten unterstellt – bereits heute abzusehen, dass selbst in Situationen, in denen die gesamte Stromnachfrage aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden könnte, dennoch in erheblichem Umfang konventionelle Kraftwerke am Netz bleiben und weiter Strom erzeugen. Sofern der Strom nicht gespeichert werden kann, müssen in der Folge in zunehmendem Maß Erneuerbare Energien abgeregelt werden, was wiederum der Einhaltung der Erneuerbare-Energien-Ziele sowie der Klimaschutzziele entgegensteht. Denn in solchen Situationen verdrängt konventioneller, mit Treibhausgasemissionen behafteter Strom erneuerbaren Strom – entgegen dem gesetzlich festgeschriebenen Einspeisevorrang Erneuerbarer Energien (§§ 11 und 14 EEG sowie § 13 EnWG). Diese Einspeisung aus konventionellen Stromerzeugungsanlagen wird als konventionelle Mindesterzeugung[30] oder *Must-Run* bezeichnet und auf 15 bis 30 Gigawatt[31] geschätzt.

Entsprechend ihres geplanten Hauptanwendungszwecks wurden große Kraftwerke in der Vergangenheit für Grund- oder Mittellastfahrweise konzipiert. Für ein schnelles An- und Abfahren oder niedrige Stromeinspeisungen sind die meisten dieser Kraftwerke dagegen nicht ausgelegt. Weil inzwischen immer häufiger niedrige oder auch negative Strompreise auftreten, wird der Betrieb dieser Kraftwerke zunehmend unrentabel. Als Gegenmaßnahme haben die Kraftwerksbetreiber viele ihrer Kraftwerke tech-

29 im Sinne kurzfristiger Grenzkosten

30 Im Folgenden wird die Mindesterzeugung als „sogenannte Mindesterzeugung" bezeichnet, um hervorzuheben, dass die Mindesterzeugung keine physikalische oder technisch festgeschriebene Größe ist, sondern von technischen, regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen abhängt, die verändert werden können, um die Mindesterzeugung zu senken. Die sogenannte Mindesterzeugung ist damit nur eine Mindesterzeugung im engeren Sinne unter den jeweils gegebenen Rahmenbedingungen.

31 vgl. Agora Energiewende (2014), Consentec (2016b) und BNetzA (2017b)

nisch und operativ so flexibilisiert, dass sie schneller und günstiger ab- und wieder angefahren werden können; ihre technische Mindesterzeugung wurde teilweise erheblich reduziert.[32] Beispielsweise haben Kraftwerksbetreiber von Braunkohlekraftwerken die sogenannte Mindesterzeugung des gesamten Braunkohlekraftwerksparks von 9,8 Gigawatt im Dezember 2012 auf 4,6 Gigawatt im Dezember 2017 mehr als halbiert.[33]

Doch die Anpassung an die neuen Gegebenheiten stößt an technische, regulatorische und wirtschaftliche Grenzen. Dennoch muss der *Must-run*-Sockel weiter deutlich abgebaut werden, weil er nicht nur die Einhaltung der Klimaschutzziele und der Ausbauziele Erneuerbarer Energien erschwert, sondern auch die Stromnetze zusätzlich belastet.

Status quo

Neben der verbleibenden technischen Inflexibilität bestehender Kraftwerke erhöht derzeit ein ganzes Bündel weiterer Ursachen[34] die Mindesterzeugung konventioneller Kraftwerke im Netz.[35]

- Selbst produzierter Strom (Eigenerzeugung) ermöglicht es Industriebetrieben, Netzentgelte, Abgaben und Umlagen zu sparen. Es ist für sie daher häufig lukrativ, Strom selbst – meist aus Steinkohle- oder Gaskraftwerken – zu erzeugen, statt klimaschonenden (erneuerbaren) Strom aus dem öffentlichen Netz zu beziehen.
- Darüber hinaus erhalten Stromerzeuger, die in nachgelagerte Netze einspeisen, durch vermiedene Netzentgelte ebenfalls einen Anreiz, ihre Mindesterzeugung zu erhöhen.
- Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen stellen – wie der Name sagt – in erster Linie Wärme bereit. Daran sind sie vertraglich gebunden. In Zeiten, in denen der dabei „nebenbei" erzeugte Strom nicht zur Lastdeckung benötigt wird, erhöhen auch diese Anlagen die Mindesterzeugung.
- Darüber hinaus laufen (konventionelle) Kraftwerke zum Teil auch dann, wenn sie in Phasen hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien nicht zur Lastdeckung benötigt werden, um im Fall von Frequenzschwankungen im Netz die Stromeinspeisung reduzieren zu können; diese Kraftwerke können im Rahmen ihrer Flexibilität heruntergeregelt werden und sogenannte negative Regelarbeit bereitstellen. (Prinzipiell kann Regelleistung und Regelarbeit auch aus Erneuerbare-Energien-Anlagen bereitgestellt werden. Allerdings behindern die aktuellen Marktregeln noch ihren Einsatz.)
- Zudem laufen (konventionelle) Kraftwerke durch, um eventuelle Ausfälle von Kraftwerken oder Verbrauchern absichern oder Regelleistung bereitstellen zu können. (Für Regelleistung müssen die Anbieter eine hohe Verfügbarkeit garantieren. Bilanzkreisverantwortlichen entstehen unter Umständen hohe Kosten für Ausgleichsenergie, wenn sie Fahrplanabweichungen nicht selbst, zum Beispiel mit sogenannten Besicherungskraftwerken, korrigieren können.)
- Auch *Redispatch*-Eingriffe tragen zur Mindesterzeugung bei, indem Kraftwerksbetreiber nach einer entsprechenden Aufforderung durch die Übertragungsnetzbetreiber ihre Stromeinspeisung hinter dem Netzengpass erhöhen.
- Weitere Systemdienstleistungen für einen stabilen Netzbetrieb wie Spannungshaltung und Kurzschlussleistung werden heute meist ebenfalls von konventionellen Kraftwerken erbracht, die wiederum zum sogenannten *Must-run*-Sockel beitragen.

Handlungsempfehlung

So vielfältig die Ursachen für den zögerlichen Abbau der *Must-run*-Kapazitäten sind, so vielfältig (und dringlich) sind auch die möglichen Abhilfemaßnahmen:

- Reform der Netzentgelte sowie der Regelungen zu vermiedenen Netzentgelten, der Abgaben und Umlagen, um Preisverzerrungen abzubauen und

32 vgl. Agora Energiewende (2017c)

33 vgl. Agora Energiewende (2018a) mit Agora Energiewende (2018b)

34 vgl. BNetzA (2017b), Consentec (2016b)

35 für eine Abschätzung zum Beitrag der Ursachen an der sogenannten Mindestlast vgl. Consentec (2016b)

Anreize so zu setzen, dass sie in Richtung Senkung der Gesamtsystemkosten wirken.

- Flexibilisierung der Wärmeseite durch Flexibilisierung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Wärmespeicher und Wärmepumpen sowie wärmeseitige Effizienzmaßnahmen zur Reduzierung der Wärmenachfrage. Darüber hinaus Abbau der ungleichen Belastung von Energieträgern mit Steuern, Abgaben und Umlagen zur Stromerzeugung einerseits und zur Wärmeerzeugung andererseits;
- konsequente Weiterentwicklung der Marktregeln zur Öffnung des Marktes für Regelleistung und Regelenergie für Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen); Negative Besicherungsleistung sollte – zumindest in Zeiten ausreichender EE-Stromerzeugung – ebenfalls aus Erneuerbaren Energien erbracht werden.
- Bedarfsermittlung für Spannungshaltung und Kurzschlussleistung durch die Netzbetreiber und Übertragung der weiteren Systemdienstleistungen auf EE-Anlagen – zumindest in Zeiten hoher EE-Stromeinspeisung – und Entkopplung der Systemdienstleistungen von der Stromeinspeisung (Wirkleistung).

- Trotz einiger technischer Fortschritte bei der Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke verändert sich die Größenordnung der sogenannten Mindesterzeugung in den letzten Jahren kaum mehr.
- In naher Zukunft wird die Stromnachfrage für immer mehr Jahresstunden komplett aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden können.
- Die derzeit hohe Mindesterzeugung *(Must-Run)* behindert damit zunehmend eine kosteneffiziente Erreichung der Erneuerbare-Energien-Ziele sowie der Klimaschutzziele.
- Mit einem aufeinander abgestimmten Bündel regulatorischer Maßnahmen zur Reduzierung der Mindesterzeugung kann der *Must-run*-Sockel erheblich reduziert werden, wobei zur Überprüfung der Wirksamkeit der Maßnahmen größtmögliche Transparenz über die individuellen Beiträge der Kraftwerke zur Mindestlast hergestellt werden muss.

36 Die Mindesterzeugung wurde für den Betrachtungszeitraum 2012/2014 abgeschätzt auf 15 bis 28 Gigawatt (Agora Energiewende (2014)), für 2015 auf 25 bis 30 Gigawatt (Consentec (2016b)) beziehungsweise auf 23,4 bis 28,1 Gigawatt (BNetzA (2017b).

4 Regionale Ausgewogenheit beim Ausbau der Windenergie fördern

Die Große Koalition bekennt sich in ihrem Koalitionsvertrag zum Ziel einer weiterhin „einheitlichen Stromgebotszone in Deutschland". Vor diesem Hintergrund strebt sie eine bessere regionale Steuerung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien an und will „für die Ausschreibungen südlich des Netzengpasses einen Mindestanteil über alle Erzeugungsarten" festlegen.

Herausforderung

Das regionale Ungleichgewicht des Zubaus insbesondere von Onshore-Windenergieanlagen hat sich mit der Einführung der Ausschreibungsrunden seit 2017 verschärft, mit entsprechenden Folgen für die Netzengpasssituation und den künftigen Ausbaubedarf bei den Übertragungsnetzen. Im Jahr 2017 wurden südlich des Netzengpasses (in den Ländern Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz, dem Saarland und Südhessen) nur drei Prozent aller Anlagen bezuschlagt[37]. Die Große Koalition hat das Problem erkannt und in ihrem Koalitionsvertrag eine „bessere regionale Steuerung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien" angekündigt, um die weiter zunehmenden *Redispatch*-Kosten zu begrenzen. Zwar hat sich die Situation in den ersten beiden Ausschreibungsrunden des Jahres 2018 etwas verbessert.[38] Doch insgesamt bleibt es dabei: Weniger als zehn Prozent der Projekte seit Beginn der Windenergie-Ausschreibungen wurden südlich des Netzengpasses („Mainlinie") bezuschlagt. Im Kern geht es darum, einen gleichmäßigeren Zubau von Erneuerbaren Energien über die Fläche Deutschlands anzureizen. Insbesondere müssen aus Netzsicht Standorte in den verbrauchsintensiven süddeutschen Bundesländern stärker zum Zuge kommen.

Status quo

Um beim Ausbau der Erneuerbaren Energien ein aus volkswirtschaftlicher Sicht optimales Gleichgewicht zwischen dem Zubau an den besten Standorten (Standortoptimalität) und dem notwendigen Ausbau des Übertragungsnetzes (Systemoptimalität) zu erreichen, hat sich in der Vergangenheit im Windsektor das sogenannte Referenzertragsmodell mehr oder weniger bewährt. Es gesteht Windanlagen an weniger windgünstigen Standorten eine höhere Vergütung zu als in den windreichen Regionen insbesondere in Norddeutschland. Trotzdem hat sich das Ungleichgewicht der Windstromerzeugung zwischen Nord- und Süddeutschland mit jedem Jahr weiter verschärft und damit auch das Problem des Netzengpasses entlang der „Mainlinie". Zwar stellt sich das Problem beim Ausbau der Photovoltaikkapazitäten so nicht (die mit Abstand meisten Solaranlagen wurden südlich des Engpasses errichtet). Sie können das durch den starken Windausbau im Norden entstandene Problem allerdings auch nicht kompensieren.

Mit der Einführung der Ausschreibungen hat sich die Situation erneut deutlich verschärft. Setzt sich die extrem unausgewogene Verteilung von Onshore-Windenergieanlagen bei gleichzeitig weiterhin kräftigem Zubau in den kommenden Jahren fort, würde das den Netzengpass an der „Mainlinie" weiter verengen und den Netzausbaubedarf in Nord-Süd-Richtung erhöhen. Gleichzeitig stößt absehbar auch die Zahl geeigneter Flächen an ertragsstarken Standorten im Norden an Grenzen. Ein weiterer, allein auf diese Regionen konzentrierter Ausbau der Windenergie belastet zunehmend die Akzeptanz in der Bevölkerung.[39]

37 FA Wind (2018)

38 BNetzA (2018b); BNetzA (2018c)

39 Agora Energiewende (2018c)

Handlungsempfehlung

Den regional ausgewogenen Zubau Erneuerbarer Energien regulatorisch absichern

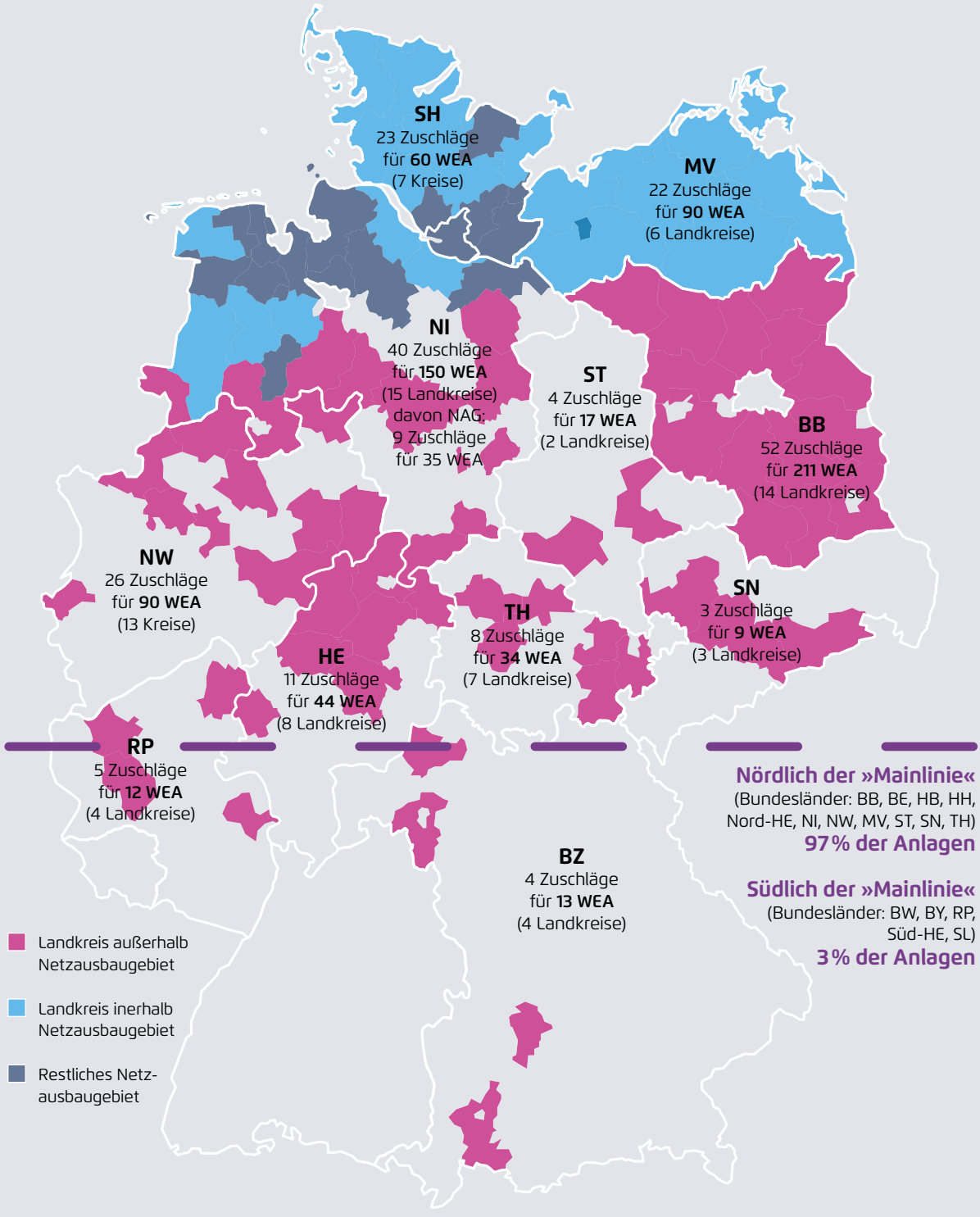
Um kurz-, mittel- und langfristig möglichst viel Strom aus Erneuerbaren Energien in das bestehende und künftige Netz integrieren zu können, muss der Zubau grundsätzlich in allen Regionen Deutschlands erfolgen. Dazu bedarf es

- → der zeitnahen Einführung einer Regionalquote im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bei künftigen Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land;
- → einer Ausgestaltung der Regionalquote, die mindestens sicherstellt, dass sich südlich der „Mainlinie" prozentual wieder der Zubau von Windenergie einstellt, der vor der Umstellung auf Ausschreibungen durchschnittlich erreicht wurde.[40]

- → Um den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz nicht weiter zu erhöhen, bedarf es einer ausgewogeneren regionalen Verteilung beim künftigen Zubau von Onshore-Windenergieanlagen.
- → Ausschreibungen in der bisherigen Ausgestaltung führen dazu, dass weit überwiegend Standorte im windreichen Norden Deutschlands zum Zuge kommen.
- → Als Lösung bietet sich die Einführung einer Regionalquote bei künftigen Ausschreibungsrunden an, die einen regional ausgewogenen Zubau sicherstellt.

40 Der ebenfalls diskutierte Vorschlag, das Referenzertragsmodell auf weniger windhöffige Standorte („60-Prozent-Standort") zu erweitern, würde das Ziel einer ausgewogeneren Verteilung nicht sicher erreichen, weil die norddeutschen Standorte zum Beispiel wegen niedriger Erschließungskosten (Geologie, Waldstandorte im Süden) weiter im Vorteil wären.

Regionale Verteilung der 2017 in den Ausschreibungen bezuschlagten Windenergieanlagen Abbildung 7



Fachagentur Windenergie an Land (2018)

5 Jetzt die Netze und den Netzbetrieb der Zukunft vorbereiten

Um das 65-Prozent-Ziel der Bundesregierung im Stromsektor im Jahr 2030 zu erreichen, muss das Übertragungsnetz ab sofort auf die Erfordernisse der Zukunft vorbereitet werden. Das künftige Stromsystem ist durch eine hochgradig fluktuierende Erneuerbare-Energien-Erzeugung sowie neue Verbraucher – von Wärmepumpen bis hin zur Elektromobilität – charakterisiert. Millionen Akteure auf Angebots- und Nachfrageseite müssen koordiniert werden, Netzsicherheit und Systemstabilität gewahrt bleiben, um eine hohe Versorgungssicherheit auch in Zukunft zu gewährleisten. Zugleich steigt die **Komplexität des Netzbetriebs** aufgrund der steigenden Zahl unterschiedlicher Betriebssituationen im Zusammenspiel von Stromerzeugung und -nachfrage über die verschiedenen Spannungsebenen hinweg. Dies führt zu einem steigenden Koordinationsaufwand und höheren Anforderungen an die Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) im Stromnetz. Am Ende müssen physikalische Größen in Echtzeit erfasst, überwacht und die zugehörigen Betriebsmittel gesteuert werden können. Zusätzlich zu den bereits erwähnten thermischen Grenzen bei Netzengpässen können künftig auch **Stabilitätsgrenzen** an Relevanz gewinnen. Hierzu gehören vor allem die Spannungsstabilität bei Freileitungen sowie die transiente Stabilität. Technische Maßnahmen wie Freileitungsmonitoring oder Neuentwicklungen wie Hochtemperaturleiterseile erhöhen die Strombelastbarkeit von Leitungen, was zu einer Erhöhung der thermischen Grenzen führt. Die Stabilitätsgrenzen im Netzbetrieb bleiben davon jedoch unberührt, sodass sie es sind, die bei einer Erhöhung der Strombelastbarkeit als neuer begrenzender Faktor zunehmend in den Blick geraten.[41]

Die **Modernisierung der Energienetze** ist ein erklärtes Ziel des Koalitionsvertrags. Dabei geht es sowohl um die Optimierung der Bestandsnetze als auch um einen schnelleren Ausbau der Stromnetze für das neue Energiesystem: mit neuen Technologien und einer stärkeren Digitalisierung. Auch eine intensivere Zusammenarbeit der Netzbetreiber untereinander kann helfen, die Bestandsnetze höher auszulasten.[42] Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) – und damit die **Digitalisierung** – stellen einen *Enabler* dar, um eine Vielzahl von Akteuren im Strom- und Energiesystem in Echtzeit zu koordinieren. Die Erfassung von Istzuständen im Netz (durch sogenannte Netzzustandsüberwachung) ermöglicht die Optimierung des Systembetriebs unter Nutzung der vorhandenen Netzkapazität, inklusive einer intelligenten Steuerung von Stromerzeugern, Verbrauchern und Speichern.[43] Einige der Maßnahmen, die die Digitalisierung möglich macht, werden voraussichtlich erst um das Jahr 2030 herum greifen. Dennoch ist entscheidend wichtig, heute die notwendigen Schritte einzuleiten, da die zugehörigen Prozesse in die Leitwarten bei der Systemführung integriert werden müssen. Das geht nicht von heute auf morgen, sondern bedarf einer sorgfältigen und schrittweisen Integration und Planung.

Auch bezüglich der „Hardware" im Sinne der Netzinfrastruktur gilt das Vorsorgeprinzip: Das 65-Prozent-Ziel der Bundesregierung und die dadurch ausgelöste Beschleunigung des Zubaus Erneuerbarer Energien bis 2030 erfordert ein erneutes Nachdenken über die großen, im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) festgelegten Übertragungstrassen. Dies wird sich zunächst in der Netzentwicklungsplanung der Übertragungsnetzbetreiber niederschlagen und in

41 Allerdings dominieren im aktuellen Netzbetrieb des Jahres 2018 in Deutschland noch eindeutig die thermischen Limits den Stromtransport.

42 vgl. KoaV (2018)

43 vgl. Agora Energiewende und Energynautics (2018), S. 22 f.

die Frage münden, ob für die Zeit nach 2030 weitere Leitungsgroßprojekte erforderlich sein werden oder ob sich andere, intelligentere Lösungen auf Basis der bestehenden Planungen anbieten (Kapitel 5.3).

5.1 Schrittweise Integration von Online-Assistenzsystemen in die Netzführung

Herausforderung

In Zukunft gewinnt das **netzdynamische Verhalten** an Bedeutung, wenn die thermischen Grenzen durch Netzoptimierungs- und -verstärkungsmaßnahmen nach oben verschoben werden. Mit anderen Worten: Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturleiterseile erhöhen zwar die Strombelastbarkeit von Leitungen. Wichtiger und möglicherweise entscheidend für die Netzsicherheit werden dann **Stabilitätsprobleme** (zum Beispiel Spannungsstabilität, transiente Stabilität, Winkelstabilität). Um die Netzsicherheit in Zukunft verlässlich beurteilen zu können, ist daher von entscheidender Bedeutung, nicht nur mit stationären Berechnungen thermische Grenzen zu berücksichtigen, sondern ebenso, Stabilitätsgrenzen zu bestimmen.[44]

Dynamic Security Assessment (DSA) ist ein Netzplanungsinstrument zur Simulation dynamischer Netzereignisse. Damit kann die Netzsicherheit im *Verlauf einer Störung* bewertet werden – und nicht nur wie bisher im *Zustand vor* und *nach* dem Störungseintritt, wie es bei statischen Analysen der Fall ist. DSA greift selbst jedoch nicht in das Netzgeschehen ein, sondern visualisiert das dynamische Netzverhalten und ermöglicht so die Bestimmung der damit verbundenen Stabilitätslimits. Traditionell ist – aufgrund der Komplexität dieser nicht-linearen Vorgänge – die Stabilitätsbewertung mit DSA offline erfolgt. Zugleich bedeutet dies natürlich, dass für die Stabilitätsbewertung weitere Änderungen des Netzzustandes nicht in Echtzeit in die Offline-Simulation einfließen können, da diese ex ante erfolgt.[45] Entsprechend müssen bei der Abschätzung der Strombelastbarkeit erhebliche Sicherheitsmargen eingehalten werden, um eine Verletzung der Grenzwerte zu vermeiden. *Online Dynamic Security Assessment* (Online-DSA) ist hingegen ein Assistenzsystem, bei dem ein „Schnappschuss" des Systemzustands in Echtzeit erfolgt, sodass im Falle einer Störung Gegenmaßnahmen zeitnah entweder automatisiert oder durch den Netzbetreiber ergriffen werden können.[46] Dabei stellt Online-DSA – genau wie ein Offline-DSA – ein Visualisierungs-*Tool* dar, das nicht aktiv in den Netzbetrieb eingreift. Eine Voraussetzung für echtzeitnahes Online-DSA ist die ständige Verfügbarkeit der notwendigen Messdaten, beispielsweise aus sogenannten *Phase Measurement Units* (PMUs), die an ausgewählten Punkten weitflächig im Übertragungsnetz verteilt werden. Durch die Kenntnis und Einbeziehung des aktuellen Betriebszustandes des Netzes können bestehende Netzkapazitäten effizienter genutzt werden.

Status quo

Der Einsatz von Online-Assistenzsystemen wie Online-DSA zur Beurteilung kritischer Netzzustände kann schrittweise in den Leitwarten erfolgen. In Ländern, in denen Stabilitätsbewertungen für den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes schon heute relevant sind, finden bereits unterschiedliche Varianten von Online-DSA Anwendung, so beispielsweise in Irland und Spanien.[47] In Deutschland sind gegenwärtig die thermischen Grenzwerte – also nicht die Stabilitätslimits – im Netzbetrieb ausschlaggebend, sodass die Einführung von Online-DSA aktuell nicht zu einer Einsparung von Netzausbau oder Engpassmanagementmaßnahmen führen würde.[48] Dessen ungeachtet muss der Einstieg in die neuen Technologien heute beginnen, damit Online-Assistenzsys-

44 vgl. Agora Energiewende und Energynautics (2018), S. 53 ff.

45 vgl. CIGRÉ Working Group C4.601 (2007)

46 vgl. CIGRÉ Working Group C4.601 (2007)

47 weitere Informationen in: Agora Energiewende und Energynautics (2018), S. 55 f.

48 vgl. Agora Energiewende und Energynautics (2018), S. 58

teme in den Leitwarten integriert sind, wenn sie in Zukunft benötigt werden.

Handlungsempfehlung

Einführung von Online-Assistenzsystemen (Online-DSA) für die Netzleitstellen

Um die bereits erfolgten ersten Schritte der Übertragungsnetzbetreiber zur Einführung von Online-DSA in den Netzleitstellen weiterzuführen und zu beschleunigen, bedarf es folgender Maßnahmen:

- **Erstellung einer *Roadmap für den Einsatz von Online-Assistenzsystemen bis* Herbst 2018**, inklusive Vorschlägen zur Koordination des Austausches von Datensätzen zur dynamischen Netzstabilität mit den Übertragungsnetzbetreibern in europäischen Nachbarstaaten;
- **weitere praktische Einführung und Umsetzung von Online-DSA in den Leitwarten,** in diesem Rahmen: a) schrittweise Einführung des Austauschs dynamischer Datensätze (zusätzlich zu statischen Lastflussdaten) unter den Übertragungsnetzbetreibern; b) Einstieg in die Pilotphase zur Einführung von Online-Assistenzsystemen bis Ende 2023, dann vollständige Integration in den Systembetrieb; c) Erstellung von Reaktionsplänen zur schnellen Einleitung stabilitätserhöhender Maßnahmen.

- Die Komplexität des Netzbetriebs nimmt im neuen Energiesystem weiter zu: Zusätzlich zu den thermischen Grenzen, die heute für Netzengpässe ausschlaggebend sind, können künftig Stabilitätslimits zunehmend in den Fokus rücken.
- Eine Roadmap zur Einführung von Online-Assistenzsystemen soll sicherstellen, dass die Integration von Online-DSA in die Netzleitstellen schrittweise und rechtzeitig erfolgt, einschließlich der erforderlichen Sensorik und der notwendigen Prozesse für eine regelzonenübergreifende Koordination.

5.2 Mittelfristig die weitgehend automatisierte Systemführung vorbereiten

Herausforderung

Mittelfristig eröffnet die Digitalisierung neue Perspektiven für einen flexibleren und dennoch sicheren Netzbetrieb, mit dessen Hilfe bestehende Netzkapazitäten effektiver genutzt werden können. Hierbei bilden die kontinuierliche Erfassung des Netzzustands in Echtzeit, die Entwicklung von Reaktionsplänen zur Fehlerbewältigung und die schnelle Ansteuerung von Erzeugung und Lasten das Fundament für eine weitgehend **automatisierte Systemführung**.

Das bedeutet, dass durch automatisierte, schnelle Steuerungszugriffe von Übertragungsnetzbetreibern *Redispatch*-Eingriffe künftig kurativ statt präventiv (wie es heute größtenteils geschieht) erfolgen können.[49] Durch einen sogenannten fehlerbasierten *Redispatch können Betriebsmittel wie Leitungen und Transformatoren im Normalbetrieb* deutlich höher ausgelastet werden, was insgesamt eine effizientere Netznutzung erlaubt. Erst nach dem Eintritt eines Netzengpasses oder eines Fehlers erfolgen weitgehend automatisierte Abhilfemaßnahmen durch Steuerungseingriffe auf Erzeugung, Speicher und/oder Lasten. Die Abläufe können nach Bedarf mit einer ebenfalls automatisierten Lastflusssteuerung kombiniert werden.[50]

Grundvoraussetzung für eine solche, weitgehend automatisierte Systemführung sind die Installation einer entsprechenden Sensorik und Aktorik sowie **schnelle Reaktionszeiten** bei der Steuerung, um eine sofortige Entlastung im Störungsfall zu gewährleisten. Zugleich muss jederzeit der Steuerungszugriff auf flexible Erzeuger und Lasten gewährleistet sein, die

49 Das heißt, es wird nicht schon präventiv – also vorsorglich – in den Netzbetrieb eingegriffen, wenn ein Netzengpass sich abzeichnet, sondern kurativ beziehungsweise reaktiv, wenn der Fall tatsächlich eintritt.

50 vgl. Agora Energiewende und Energynautics (2018) sowie dena und BET (2017)

gegebenenfalls zu einer Anpassung ihrer Wirkleistung aktiviert werden können. Alternativ zu vielen kleineren Erzeugern und Lasten können zum Beispiel auch Batteriespeichersysteme (neuerdings Netzbooster, siehe Kapitel 3.1.4.) bis in den Gigawattbereich hinein zugebaut werden, die den Übertragungsnetzbetreibern an neuralgischen (Zeit-)Punkten – beispielsweise nach dem Ausstieg aus der Kernenergie in Süddeutschland – zur Verfügung stehen.

Die Automatisierung der Systemführung bedingt zum einen hohe Anforderungen an die IT-Sicherheit und entsprechende Schutzkonzepte (*Cybersecurity*), um beispielsweise Hackerangriffen auf kritische Infrastrukturen vorzubeugen. Zum anderen müssen ökonomische Anreize gesetzt werden (beispielsweise durch die Ausgestaltung von *Smart Markets)*, um eine ausreichend hohe Zahl flexibler Lasten und Erzeuger zu generieren.

Status quo

Eine umfassende Automatisierung der Systemführung des Stromnetzes ist aktuell Gegenstand von Forschungsprojekten.

In der Netzstresstest-Studie[51] im Auftrag von TenneT untersuchte Consentec in einem der gewählten Szenarien eine automatisierte Systemführung, wobei die Netzsicherheit durch Echtzeiteingriffe und aktive Lastflusssteuerung gewährleistet wurde. Die Simulation ergab eine hohe und gleichmäßige Auslastung des Übertragungsnetzes.

Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderte Projekt „DynaGridCenter"[52] erprobt Möglichkeiten, Störungen innerhalb von Sekundenbruchteilen zu erkennen und ebenso schnell Gegenmaßnahmen einzuleiten. Angesiedelt ist das Projekt am Smart-Grid-Labor der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg.

Die vier Übertragungsnetzbetreiber erforschen im Rahmen des Projektes „InnoSys"[53] tiefer gehende Eingriffe in den Netzbetrieb wie die Einführung von Netzboostern.

Handlungsempfehlung

Schritte zur weiteren Automatisierung der Systemführung

Zur Einführung einer weiteren Automatisierung der Systemführung werden folgende Schritte vorgeschlagen:

- **Festlegung von technischen Anforderungen**, die **Maßnahmen** des markt- und netzbezogenen Engpassmanagements unter Einhaltung der für den sicheren Systembetrieb zur Verfügung stehenden Reaktionszeiten sicherstellen. Dabei sind gleichermaßen Erzeuger, Speicher, Lasten wie auch zukünftige Flexibilitätsoptionen wie *PowertoX* einzubeziehen.
- Definition der erforderlichen **informations- und kommunikationstechnischen Voraussetzungen**, der Ausstattung der Betriebsmittel mit der erforderlichen Sensorik und Aktorik sowie der Integration der Steuerungsprozesse in die Betriebsabläufe der Netzbetreiber;
- **Integration von DSA-Systemen** (insbesondere Online-DSA), da bei schnellen Umschaltmaßnahmen auch Stabilitätsfragen und Reaktionspläne relevant werden;
- Bestimmung von vorrangigen **Standorten zur Errichtung von Netzboostern**;
- Schaffung möglicher **Koordinationsmechanismen zwischen Markt und Netz für flexible** Einspeiser und Verbraucher, etwa durch die **Ausgestaltung** sogenannter *Smart Markets*. Mittelfristig (bis 2025) sind *Smart Markets* so weiterzuentwickeln, dass sie die Erfordernisse zur Nutzung von Flexibilitäten auf Last- und Erzeugungsseite bei reaktivem *Redispatch* erfüllen.
- **Abstimmung einer Methodik,** wie **bei der Netzplanung** die künftigen Potenziale im Kontext der

51 Consentec (2016a)

52 Stromnetze – Forschungsinitiative der Bundesregierung

53 Ehlers, N. (2018)

automatisierten Betriebsführung angemessen berücksichtigt werden können;

- **Beseitigung regulatorischer Hemmnisse** (beziehungsweise entsprechender Fehlanreize) im Zusammenhang mit Konzepten zur automatisierten Systemführung;[54]
- Initiierung eines **Diskussions- und Koordinationsprozesses auf europäischer Ebene,** um die Wechselwirkungen mit den Nachbarnetzen frühzeitig zu identifizieren und den erforderlichen Informations- und Datenaustausch zu etablieren.

- Eine weitergehende Automatisierung der Systemführung ermöglicht kurative Echtzeiteingriffe und in der Folge eine wesentlich höhere Netzauslastung im Vergleich zu den aktuell üblichen präventiven Netzeingriffen.
- Eine Kombination aus fehlerbasiertem Redispatch durch die schnelle Ansteuerung von flexiblen Erzeugern und Lasten einerseits und Lastflusssteuerung andererseits kann schrittweise in die Systemführung integriert werden. Dies setzt eine entsprechend leistungsfähige IKT-Infrastruktur voraus, die auch die IT-Sicherheit gewährleistet.
- Darüber hinaus kann ein netzdienlicher Zugriff auf Batteriespeichersysteme (Netzbooster) schon kurzfristig an netztechnisch geeigneten Orten für Entlastung bei Netzengpässen sorgen.
- Ein insgesamt abgestimmter Plan zur stufenweisen Einführung der automatisierten Systemführung in den Netzleitwarten muss rechtzeitig mit den beteiligten Akteuren entwickelt werden.

5.3 Die Übertragungsnetze auf künftige Entwicklungen vorbereiten, zusätzliche Leitungsgroßprojekte vermeiden

Herausforderung

Das von der Großen Koalition 2018 neu formulierte 65-Prozent-Ziel zum Ausbau der Erneuerbaren Energien im Stromsektor bis 2030 befeuert erneut die Debatte über die großen Nord-Süd-Gleichstromtrassen in Deutschland. Die Frage steht im Raum, ob die im aktuellen Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) bis 2030 als energiewirtschaftlich notwendig und vordringlich definierten Gleichstromtrassen unter den veränderten politischen Vorgaben ausreichen werden, um den mit dem beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien steigenden Transportbedarf sicher zu bewältigen.

Ob die Netzentwicklungsplanung den neuen Vorgaben der Bundesregierung durch die Forderung nach zusätzlicher Übertragungsleistung begegnet oder nicht: Neue Konflikte sind in beiden Fällen vorprogrammiert. Denn die einen stellen den beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien unter den Vorbehalt der Netzsynchronität. Sie wollen den Aufwuchs der Erneuerbaren Energien an entsprechende Fortschritte beim Netzausbau koppeln. Die anderen hingegen lehnen schon die gegenwärtig gesetzlich verankerten Planungen der großen Gleichstromtrassen als überdimensioniert und unnötig ab.

Status quo

Wie das neue 65-Prozent-Ziel der Bundesregierung im Einzelnen auf die künftige Netzentwicklungsplanung der Übertragungsnetzbetreiber rückwirkt, ist noch nicht abzusehen. Die bisherigen öffentlichen Erklärungen aus den Reihen der Übertragungsnetzbetreiber erscheinen uneinheitlich. TenneT will den Bau zusätzlicher Höchstspannungstrassen und die damit verbundenen Konflikte vermeiden und setzt stattdessen auf technische Neuerungen.[55] Andere Übertragungsnetzbetreiber rechnen trotz des technologischen Fortschritts in den Stromnetzen fest

54 für weitere Handlungsempfehlungen im Detail vgl. Agora Energiewende und Energynautics (2018)

55 TenneT (2018)

mit einem zusätzlichen Netzausbaubedarf in Nord-Süd-Richtung.[56] Dass die neue Zielsetzung der Bundesregierung bei der zukünftigen Netzplanung der Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt werden muss, ergibt sich aus dem neuen Szenariorahmen 2019–2030, den die Bundesnetzagentur im Juni 2018 genehmigt hat.[57]

Handlungsempfehlung

Die Große Koalition hat mit ihrem Beschluss, den Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf etwa 65 Prozent zu erhöhen, die Debatte über den künftigen Ausbaubedarf der Übertragungsnetze jenseits der bereits im aktuellen Bundesbedarfsplangesetz fixierten Trassenprojekte nicht ausgelöst, aber beschleunigt. Dabei ist allen Beteiligten klar, dass die Ankündigung zusätzlicher Stromautobahnen die Akzeptanz der Energiewende insgesamt belasten würde. Ob eine Aufstockung der aktuellen Trassenplanungen schon infolge des ambitionierten Ausbauziels für 2030 notwendig wird oder absehbare technische Entwicklungen ausreichen, um dies zu vermeiden, erscheint in diesem Zusammenhang zweitrangig. Denn die Energiewende geht auch nach 2030 so lange weiter, bis Strom zu 80 oder mehr Prozent aus Erneuerbaren Energien stammt. Die Frage ist also im Jahr 2030 nicht erledigt.

Relevant und entscheidend ist deshalb vor allem die Frage, ob es erstens unausweichlich und zweitens zumutbar ist, nach dem derzeit geplanten Bau der großen Gleichstromtrassen überhaupt zusätzliche Großprojekte anzukündigen und durchzusetzen. Statt diese Diskussion jetzt zu führen, obwohl angesichts der hohen Dynamik des technischen Fortschritts auf mittlere und mehr noch auf lange Sicht immer weniger absehbar ist, ob und wie viel zusätzliche Übertragungsleistung die Vollendung der Energiewende erfordert, wird folgendes Vorgehen vorgeschlagen:

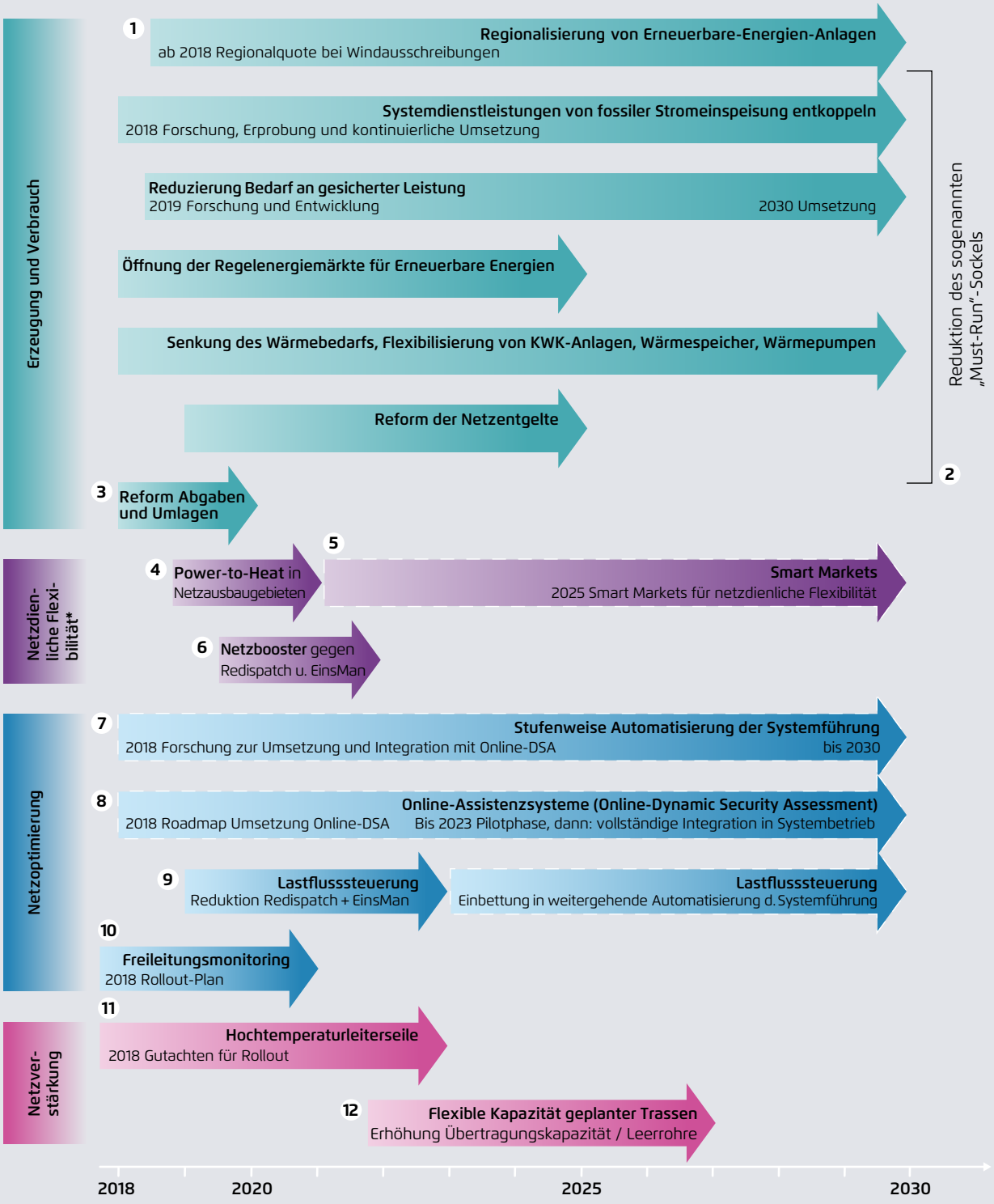
- → Der Bau der bereits im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) geregelten Gleichstromtrassen (HGÜ) wird so flexibel ausgestaltet, dass alle künftig und bis zur Vollendung der Energiewende möglicherweise noch erforderlichen zusätzlichen Nord-Süd-Stromtransporte über diese abgewickelt werden können.
- → Dazu kann die Übertragungsleistung der geplanten Trassen, wenn ein entsprechender zusätzlicher Bedarf absehbar ist, entsprechend aufgestockt werden;
- → und/oder es werden zusätzlich Leerrohre in diese Trassen integriert, in die später zusätzliche Kabel bedarfsgerecht eingezogen werden können, bis die Energiewende abgeschlossen ist.
- → Die Kriterien des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG), unter denen die energiewirtschaftliche Notwendigkeit beziehungsweise der vordringliche Bedarf von Vorhaben der Netzinfrastruktur festgestellt wird, werden entsprechend angepasst.

- → Neue Nord-Süd-Stromautobahnen über die bereits beschlossenen Trassen hinaus können bei der weiteren Umsetzung der Energiewende vermieden werden, wenn die Übertragungskapazität der heute bereits geplanten Trassen flexibel gestaltet wird.
- → Dazu wird die Übertragungskapazität der beschlossenen Trassen bedarfsgerecht angepasst und/oder es werden Leerrohre in die bestehenden Planungen integriert, in welche später, je nach Bedarf, entsprechende Kabel eingezogen werden können.
- → Insgesamt ergibt sich durch Übertragungstrassen, deren Kapazitäten bedarfsgerecht an künftige Anforderungen angepasst werden können, ein hohes Maß an Flexibilität, je nachdem, wie erfolgreich sich andere (in diesem Impulspapier thematisierte) Innovationsoptionen etablieren.

56 so etwa Hans-Jürgen Brick, Amprion-Geschäftsführer, anlässlich einer BDI-Veranstaltung am 4.Juni 2018: Background Energie & Klima (2018)

57 BNetzA (2018d)

Zwölf-Punkte-Programm zur Netzmodernisierung — Abbildung 8



Eigene Darstellung

*Flexible Nachfrage, Speicher, etc.

6 Aufgabenteilung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen auf das neue Energiesystem ausrichten

Herausforderung

Der Netzbetrieb der Zukunft zeichnet sich aus durch eine engere Verknüpfung und einen höheren Koordinationsbedarf zwischen den Spannungsebenen – und damit auch zwischen Übertragungs- und Verteilnetz.

Das historisch gewachsene Stromsystem ist geprägt von konventionellen Großkraftwerken, die in das Übertragungsnetz einspeisen, von wo aus der Strom über das Verteilnetz zu den Verbrauchern transportiert wird. Im neuen Energiesystem ist dagegen die große Mehrzahl der dezentralen Erzeugungsanlagen direkt an das Verteilnetz angeschlossen.[58] Auch ein Großteil der neuen Verbraucher, wie Elektroautos, Wärmepumpen und weitere flexible Lasten, beziehen ihren Strom aus dem Verteilnetz. Im Gegensatz zum hergebrachten System fließt der Strom also nicht mehr einfach *top down* vom Übertragungsnetz ins Verteilnetz. Vielmehr gibt es „Gegenverkehr" in Form von Rückspeisungen aus dem Verteil- in das Übertragungsnetz. Dies geschieht insbesondere dann, wenn immer mehr Strom, der im Verteilnetz erzeugt wird, von den Verbrauchern vor Ort nicht mehr abgenommen werden kann. Infolge der Rückflüsse werden beispielsweise auch Städte von Erneuerbare-Energien-Anlagen aus dem Umland beliefert. Wenn Netzengpässe im Übertragungsnetz entstehen, bedarf es häufig auch der Steuerung von Anlagen im Verteilnetz (flexible Erzeuger und Lasten), um diese Engpässe zu beheben. Zudem kann es im Verteilnetz durch die neuartigen Lasten, insbesondere Elektroautos, zu neuen Herausforderungen beim Netzbetrieb kommen, wenn diese mit hoher Gleichzeitigkeit Strom aus dem Netz beziehen.

Bei Eingriffen der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber ist stets die **Rückwirkung auf die jeweils anderen unter- oder überlagerten Netzebenen** zu beachten. Zudem müssen für einen stabilen Netzbetrieb von den Netzbetreibern **Systemdienstleistungen** erbracht werden.[59] Die Vorleistungen für die Systemdienstleistungen werden von den Erzeugungsanlagen (und Verbrauchern) erbracht und sind Teil der Netzanschlussbedingungen. So stellt Regelleistung beziehungsweise Regelenergie das Vorprodukt für die Frequenzhaltung dar, die im Rahmen der Systemverantwortung den Übertragungsnetzbetreibern obliegt. Blindleistungsbereitstellung dient dagegen der Spannungshaltung. Sie ist durch ihre Eigenschaft der lokalen Bereitstellung geprägt, die durch Erzeuger oder Kompensationsanlagen erfolgen kann. Um die Interdependenzen zwischen den Spannungsebenen bei der Systemführung durch die Übertragungsnetzbetreiber und bei der Netzführung durch die Verteilnetzbetreiber zu berücksichtigen, ist es notwendig, dass die benötigten Netzzustandsinformationen jederzeit zur Verfügung stehen. Dies betrifft insbesondere den Rollout der notwendigen Sensorik in den Verteilnetzen. Zudem müssen die Kommunikationsanforderungen und -schnittstellen zwischen den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern sowie Priorisierungen bei Steuerung und Regelung klar definiert sein. Die Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilnetz bedarf einer Integration in der Betriebsführung.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die **Netzplanung**. Hier müssen Übertragungs- und Verteilnetz ebenfalls stärker integriert werden, da die Verzahnung von Netzplanung und Netzbetrieb künftig weiter zunimmt.

58 Offshore-Windenergieanlagen sind in der Regel hingegen über einen Netzverknüpfungspunkt an Land an das Übertragungsnetz angeschlossen. Für mehr Details zur Regionalisierung siehe: Agora Energiewende (2017b): Kapitel IV: Regionale Erzeugung und Verbrauch.

59 vgl. TC (2007)

Status quo

Eine stärkere Koordination des Netzbetriebs von Übertragungs- und Verteilnetz umfasst, wie beschrieben, viele Facetten: angefangen bei der notwendigen Infrastruktur für Messung, Kommunikation und Steuerung bis hin zur Identifikation von Schnittstellen beim Netzbetrieb und der klaren Definition von Verantwortungsbereichen. Letzteres ist eng verwoben mit der künftigen **Rollenverteilung** zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern, wobei es gegenwärtig noch viele offene Fragen und Diskussionspunkte gibt. Über die Koordinationserfordernisse definieren sich die Anforderungen an die benötigte Sensorik und Aktorik/IKT im Netz. Dies reicht bis hin zur Automatisierung bestimmter Abläufe. So hat beispielsweise eine zunehmende Automatisierung der Systemführung im Übertragungsnetz mit fehlerbasiertem *Redispatch* und steuerbaren Flexibilitäten (Erzeugern, Speichern, Lasten), die teils am Verteilnetz angeschlossen sind, direkte Auswirkungen auf den Betrieb der Verteilnetze. Mithin stellt sich die Frage, ob und unter welchen Bedingungen der Übertragungsnetzbetreiber Flexibilitäten im Verteilnetz steuern darf – und welche Koordinationserfordernisse mit den Verteilnetzbetreibern bestehen. Dabei ist die Heterogenität des Verteilnetzes mit regional sehr unterschiedlichen Konfigurationen von Erzeugung, Last und Netzinfrastruktur zu berücksichtigen.

Ansätze für eine verstärkte Koordination sind in der Praxis bereits zu beobachten. So erarbeitet der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz mit den Verteilnetzbetreibern der ARGE FNB Ost Lösungen für einen stabilen Netzbetrieb.[60] In den Schaufensterregionen des Förderprogramms SINTEG (Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende) entwickeln Konsortien aus Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern digitale Marktplattformen, erproben innovative Technologien und Lösungen für flexible und intelligente Netze und Märkte. Die Einübung des Zusammenspiels aller Akteure im intelligenten Energienetz stellt bei SINTEG einen wichtigen Baustein dar.

Handlungsempfehlung

Schritte für die künftige Koordination von Übertragungs- und Verteilnetz

Wir empfehlen folgende Schritte für die Entwicklung der neuen Koordinationserfordernisse von Übertragungs- und Verteilnetz:

- → Einrichtung eines strukturierten Dialogs zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern a) zur systematischen Identifikation der Koordinationserfordernisse; b) zur Zuordnung von Verantwortungsbereichen und Schnittstellen und c) zu den technischen Voraussetzungen bei IKT-Rollout zur Netzzustandsüberwachung und Steuerung;
- → Darstellung von Ausgestaltungsmöglichkeiten der Koordinationsschnittstelle zwischen Übertragungs- und Verteilnetz, die von den betroffenen Akteuren diskutiert werden können, wobei sowohl die Heterogenität im Verteilnetz als auch das Zusammenspiel mit der Netzführung in den europäischen Nachbarländern zu berücksichtigen sind;
- → Erarbeitung einer *Roadmap für* konkrete Umsetzungsschritte zur weiteren Verzahnung von Übertragungs- und Verteilnetz in Netzplanung und Netzbetrieb.

60 vgl. 50Hertz et al. (2018)

- Die Interdependenzen zwischen Übertragungs- und Verteilnetz im Netzbetrieb nehmen zu: Viele Erneuerbare-Energien-Anlagen sind ans Verteilnetz angeschlossen, ebenso eine Vielzahl neuer Verbraucher (Elektroautos, Wärmepumpen etc.).
- Die Diskussion um Verantwortlichkeiten und Rollenmodelle zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern bedarf als Entscheidungsgrundlage eines strukturierten Dialogs und der Entwicklung einer Roadmap.
- Fußend auf den neuen Koordinationserfordernissen bedarf es eines Rollouts an IKT. Wichtig ist hierbei aber vor allem eine Regelung der Aufgaben und Kompetenzen: Wer hat wann welche Kompetenzen bei der Systemsteuerung und welche Informationsanforderungen ergeben sich daraus?

7 Fazit

65 Prozent Erneuerbare-Energien-Strom bis 2030: Ein realistisches Ziel, das eine proaktive Energiewendepolitik voraussetzt

In dieser Legislaturperiode entscheidet sich nicht das Schicksal der Energiewende. Die Umstellung auf Erneuerbare Energien kommt so oder so, weil heute viele der gewichtigsten Staaten der Erde auf sie setzen. Nicht überall aus klimapolitischen Motiven, sondern auch, weil die inzwischen weitgehend ausgereiften Technologien epochale wirtschafts- und industriepolitische Chancen eröffnen.

In dieser 19. Legislaturperiode könnte sich aber sehr wohl entscheiden, ob Deutschland weiter das Industrieland bleibt, das am entschlossensten sein Energiesystem modernisiert. Oder ob es vom Vorreiter zum Mitläufer wird.

Die Koalition dokumentiert mit ihrem Vorhaben, den Zubau Erneuerbarer Energien im Stromsektor deutlich zu beschleunigen, dass ihr dieser Zusammenhang bewusst ist. Gleichzeitig hat die Große Koalition ihr Ziel, im Jahr 2030 etwa 65 Prozent des deutschen Strombedarfs aus Erneuerbaren Energien zu decken, an die Bedingung geknüpft, dass die Netzinfrastruktur in der Lage ist, beziehungsweise in die Lage versetzt wird, die mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien verbundenen, rasch wachsenden Strommengen effizient in das Gesamtsystem zu integrieren.

Die vorliegende Arbeit widmet sich der Frage, ob die Bedingung der Netzverträglichkeit realistischerweise erfüllt werden kann – und beantwortet sie mit einem eindeutigen Ja. Die mit dem 65-Prozent-Ziel unausweichlich verknüpfte Dynamik des weiteren Ausbaus der Erneuerbaren Energien bis 2030 setzt jedoch eine entsprechende Dynamik bei der Optimierung des bestehenden Stromnetzes voraus, zudem natürlich die Umsetzung des bereits von den Vorgängerregierungen beschlossenen Aus- und Umbaus des Übertragungsnetzes.

Entscheidend ist also beides: Dass das Stromnetz wie geplant ausgebaut wird und gleichzeitig die bestehenden Netze einer entschlossenen Modernisierung unterzogen werden.

Der erste Teil dieses Impulspapiers widmet sich den Notwendigkeiten zum Ausbau der Erneuerbarer Energien, die das 65-Prozent-Ziel der Bundesregierung unmittelbar auslöst. Bei einer realistisch-konservativen Betrachtung werden im Zieljahr 2030 etwa 390 Terawattstunden Strom aus erneuerbaren Energiequellen stammen, weit überwiegend von Windenergieanlagen an Land und vor unseren Küsten sowie aus Photovoltaik. Denn dies sind die mit Abstand kostengünstigsten Optionen. Für die nächsten Jahre ergibt sich daraus ein durchschnittlicher Zubaubedarf von etwa vier Gigawatt Onshore-Windenergie und fünf Gigawatt Photovoltaikleistung. Darüber hinaus muss das Ausbauziel für Offshore-Windenergie für das Jahr 2030 von 15 auf 20 Gigawatt angehoben werden.

Eine ehrgeizige und erfolgreiche Umsetzung von Maßnahmen für mehr Energieeffizienz und ein dementsprechend niedrigerer Stromverbrauch könnte die Zubauerfordernisse moderat verringern, würde aber vor allem mittelfristig Handlungsspielräume für eine technologieoffene Weiterentwicklung der Energiewende eröffnen. Es gilt aber weiterhin, nicht im Voraus den Strombedarf künstlich durch nicht ausreichend hinterlegte Effizienzannahmen herunterzurechnen.

Der zweite Teil dieser Arbeit untersucht die Möglichkeiten zur kurz- und mittelfristigen Modernisierung und Optimierung unserer Netzinfrastruktur, die die Regierungsparteien in ihrem Koalitionsvertrag zu einem zentralen Vorhaben der laufenden Legislatur-

periode erklärt haben. Zur Umsetzung muss die Bundesregierung rasch die dafür notwendigen Korrekturen am Regulierungsrahmen vornehmen. Dazu gehört auch die Entwicklung einer regulatorisch abgesicherten neuen Rollenverteilung unter den Akteuren des Energiesystems (insbesondere Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber).

Die für eine Vergrößerung der Transportkapazität des Bestandsnetzes notwendigen Technologien sind teilweise Stand der Technik (Freileitungsmonitoring, Hochtemperaturleiterseile, Technologien zur Lastflusssteuerung), sie sind weitgehend einsatzbereit (Netzbooster, Nutzung flexibler Lasten, Technologien zur Reduzierung des *Must-run*-Sockels) oder aber in der technischen Konzeptionierung und Entwicklung weit fortgeschritten (Online-DSA).

Unterschiede gibt es bei den Umsetzungszeiträumen, die anzusetzen sind, um die jeweiligen Maßnahmen zur Modernisierung des Bestandsnetzes flächendeckend einzuführen. **(*s. Abbildung 8 zur zeitlichen Staffelung der Umsetzung der Vorschläge*)** Gemeinsam ist ihnen jedoch, dass sie alle ein entschlossenes Handeln in der laufenden Legislaturperiode erfordern.

Die Beschleunigung des Zubaus Erneuerbarer Energien als Beitrag zur Modernisierung des Wirtschaftsstandorts Deutschland ist also technologisch realisierbar, jedoch kein Selbstläufer. Sie bedarf einer proaktiven Politik der Bundesregierung. Und auch des Engagements anderer Akteure des Energiesektors, insbesondere der Stromnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur.

Die Notwendigkeit einer entschiedenen Energiewendepolitik erschöpft sich nicht in der Arbeit am Regulierungsrahmen für die Stromnetze, die Hauptgegenstand dieses Impulspapiers sind. Hinzu kommt die Notwendigkeit, die Strukturen des historisch gewachsenen Energiesystems kontrolliert, schrittweise und sozialverträglich zu erneuern. Wer den Beitrag der Erneuerbaren Energien bei einem voraussichtlich weitgehend stabilen Strombedarf bis 2030 fast verdoppeln will, muss naturgemäß im Gegenzug anderswo die Stromerzeugung zurückfahren. Nicht nur, weil sich das an zwei Händen abzählen lässt, sondern auch, weil es die Integration der neuen, variablen Erzeugung in das Stromnetz teilweise erst ermöglicht, sie zumindest aber erleichtert.

Für eine effiziente Energiewende ist es darüber hinaus notwendig, das Stromnetz bereits jetzt auf die Zeit nach 2030 vorzubereiten. Dazu schlagen wir vor, die derzeit geplanten HGÜ-Trassen so vorzubereiten, dass zur Vollendung der Energiewende nach 2030 keine zusätzlichen Nord-Süd-Trassen mehr errichtet werden müssen.

8 Anhang: 65 Prozent Erneuerbare Energien bis 2030 – Annahmen und Kosten

Für die Berechnung des notwendigen Zubaus von Erneuerbare-Energien-Anlagen zur Einhaltung des 65-Prozent-Ziels bis 2030 sowie für die weiterführenden Analysen zu den EEG-Kosten, der EEG-Umlage sowie den Sensitivitäten wurde der im Auftrag von Agora Energiewende vom Öko-Institut entwickelte EEG-Rechner verwendet.[1] Über die bereits weiter oben dargestellten Basisparameter hinaus wurden den Berechnungen die folgenden Annahmen zugrunde gelegt.

Annahmen zu Betriebsdauern für Erneuerbare-Energien-Anlagen

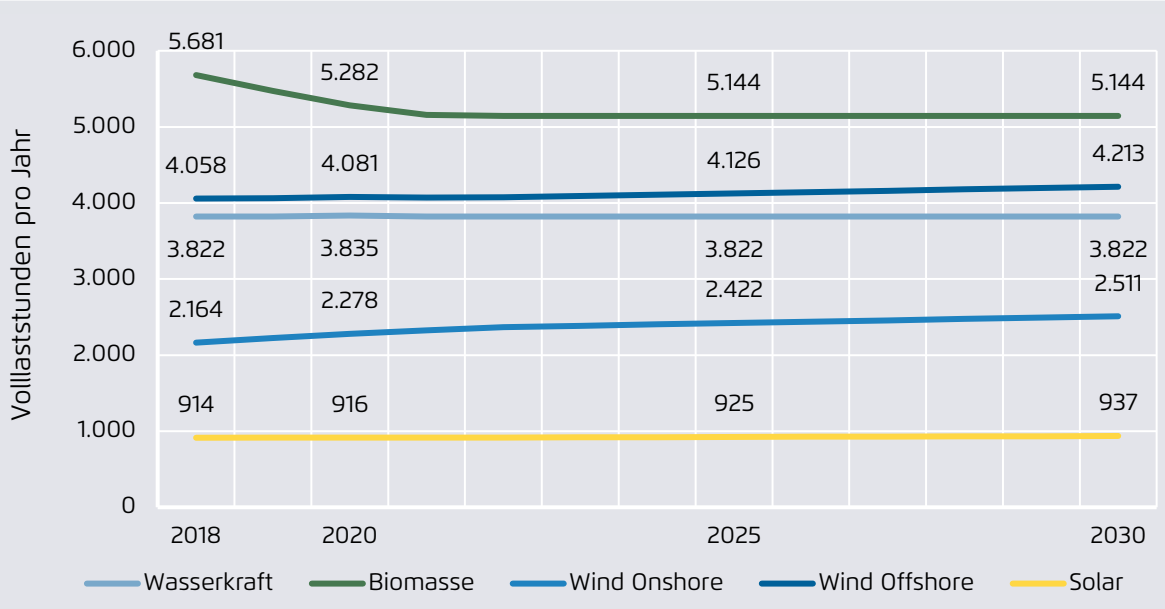
Hinsichtlich der Betriebsdauer der EE-Anlagen wurde für alle Wasserkraft-, Biomasse- und Offshore-Windkraftanlagen entsprechend der gewährten EEG-Vergütung ein Zeitraum von 20 Jahren angesetzt.

Für Photovoltaik- und Onshore-Windkraftanlagen wurde mit einer technischen Betriebsdauer von 25 Jahren gerechnet, das heißt fünf Jahre über die gewährte EEG-Vergütung hinaus. Diese Annahme ist insbesondere im Hinblick auf Onshore-Windkraft verhältnismäßig optimistisch gewählt, um den notwendigen EE-Zubau nicht zu überschätzen.

1 Vgl. Öko-Institut (2017). Der EEG-Rechner enthält eine ausführliche Dokumentation der Methodik und Quellen.

Entwicklung der durchschnittlichen, jährlichen Volllaststunden von Neuanlagen für deren gesamte Betriebsdauer

Abbildung 9



Öko-Institut (2017)

Annahmen zu Volllaststunden für Erneuerbare-Energien-Anlagen

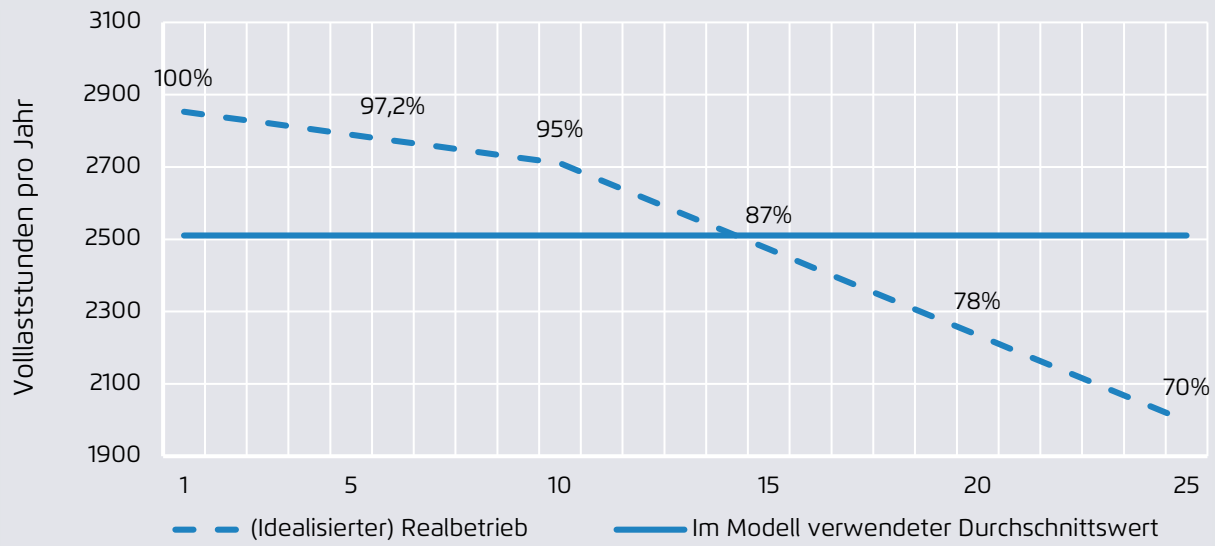
Für die Berechnung der jährlichen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sind im Modell durchschnittliche, jahrgangsspezifische Volllaststunden hinterlegt. Bei den verwendeten Volllaststunden handelt es sich somit nicht um Spitzenwerte, die von einzelnen Anlagen an den besten Standorten zu Beginn des Betriebszeitraums unter optimalen Wetterbedingungen erreicht werden können, sondern um die durchschnittliche Auslastung eines gesamten Jahrgangs, der somit auch Anlagen an weniger günstigen Standorten oder schlechtere Wetterjahre implizit mitberücksichtigt (Abbildung 9).

Insgesamt steigen die Volllaststunden für Neuanlagen aufgrund der unterstellten technologischen Entwicklung insbesondere bei Onshore-Windkraft deutlich an und wurden auch hier bewusst optimistisch gewählt, um den notwendigen Zubau nicht zu überschätzen. Bei der Biomasse wird aufgrund der zunehmenden Flexibilisierung hingegen von einem Rückgang ausgegangen.

Für die Berechnung der Strommengen werden die Volllaststunden der jeweiligen Technologiejahrgänge über die gesamte Lebensdauer konstant gehalten. In der Realität weisen die Anlagen bei Betriebsbeginn jedoch in der Regel die höchsten Volllaststunden aus, die mit zunehmendem Alter aufgrund des steigenden Wartungsbedarfs schrittweise abnehmen.

So entsprechen etwa die für Onshore-Windkraftneuanlagen im Jahr 2030 über 25 Betriebsjahre angesetzten durchschnittlichen 2.511 Volllaststunden zu Betriebsbeginn einem Realbetrieb von 2.850 Volllaststunden pro Jahr (100 % der maximalen Auslas-

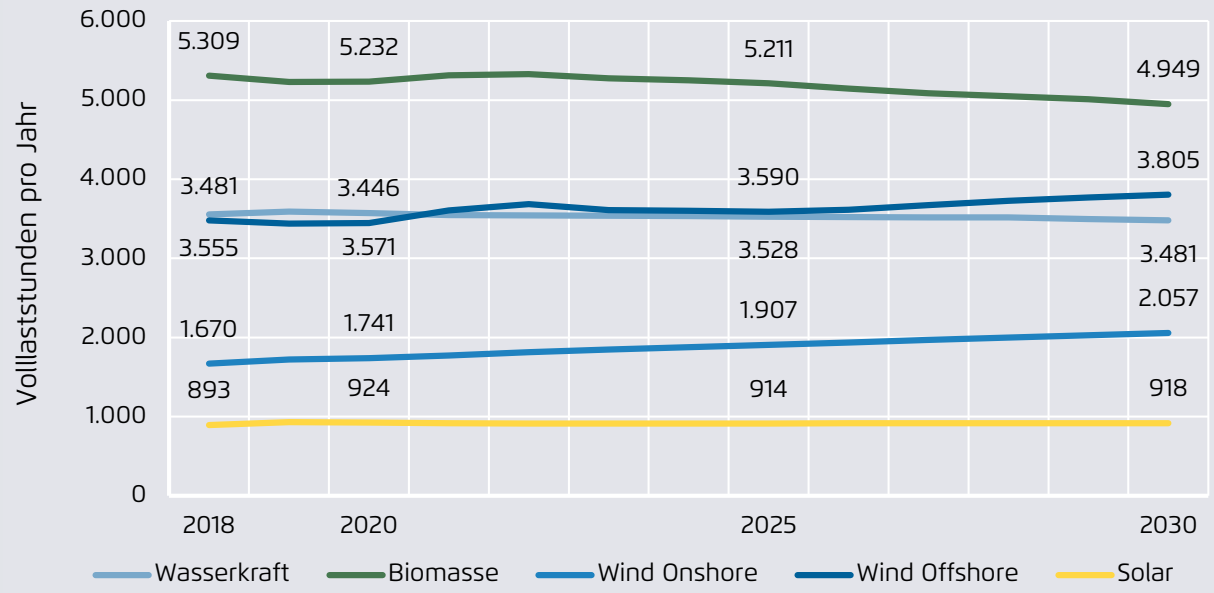
Gegenüberstellung der idealtypischen Entwicklung der Volllaststunden von Onshore-Windkraftanlagen im Realbetrieb und den im Modell verwendeten durchschnittlichen Volllaststunden für den Zubaujahrgang 2030 Abbildung 10



eigene Darstellung

Entwicklung der durchschnittlichen, jährlichen Volllaststunden des gesamten Anlagenbestandes

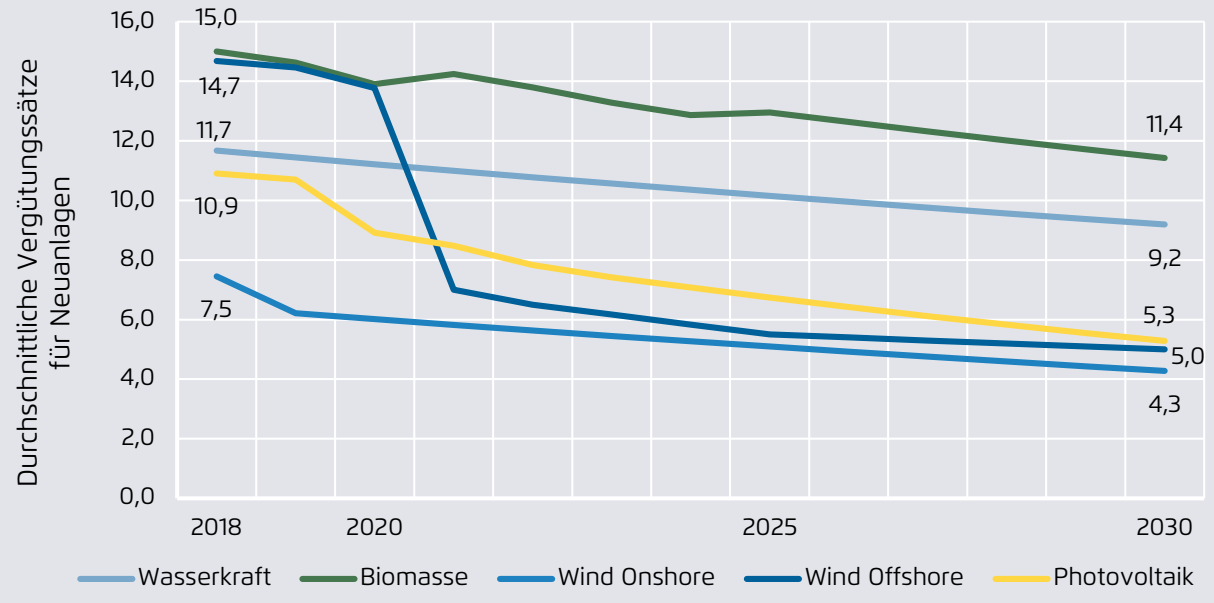
Abbildung 11



Öko-Institut (2017)

Entwicklung der Vergütungssätze für Neuanlagen

Abbildung 12



Öko-Institut (2017)

tung), der anschließend schrittweise auf rund 2.000 Volllaststunden (70 % der maximalen Auslastung) absinkt (Abbildung 10). Dadurch werden die Stromerzeugungsmengen der Jahrgänge für sich genommen zu Beginn tendenziell unter-, und gegen Ende der Lebensdauer überschätzt. Über die Summe aller Jahrgänge – die hier im Fokus der Betrachtung stehen – gleichen sich diese Effekte jedoch aus.

Über den gesamten Anlagenbestand ergeben sich im Modell somit durchschnittliche Volllaststunden entsprechend Abbildung 11. Diese liegen aufgrund der niedrigeren Volllaststunden von älteren Anlagen insgesamt unter der Auslastung von Neuanlagen.

Annahmen zur Entwicklung der Vergütungssätze für EE-Neuanlagen

Hinsichtlich der Entwicklung der durchschnittlichen Vergütungssätze von EE-Neuanlagen wurde angenommen, dass diese für alle Technologien bis 2030 weiterhin degressiv verlaufen (Abbildung 12). Am deutlichsten ist die Absenkung bei Offshore-Windkraft. Dabei handelt es sich um die Absenkung, die sich in den Ausschreibungen gezeigt hat.

Annahmen zur Liquiditätsreserve

Die Größe der Liquiditätsreserve wurde zur Absicherung des steigenden Vergütungsvolumens ab dem Jahr 2018 auf 10 Prozent erhöht.

Entwicklung der EEG-Kosten und der EEG-Umlage

Werden die Erneuerbaren Energien (EE) entsprechend des vorgeschlagenen Pfades ausgebaut, so steigen die EEG-Kosten – das heißt, die Vergütungsansprüche der EEG-Anlagenbetreiber – von heute rund 29,2 Milliarden Euro bis 2025 schrittweise auf dann 35,1 Milliarden Euro an. In den Folgejahren sinken die Vergütungsansprüche wieder sukzessive ab und erreichen bis 2030 ein Niveau von 32,4 Milliarden Euro pro Jahr. Das bedeutet, dass sich der Ausbau der Erneuerbaren Energien zunehmend von den EEG-Förderkosten entkoppelt (Abbildung 13).

Dass die EEG-Vergütungsansprüche trotz des weiteren EE-Ausbaus ab Mitte der 2020er-Jahre wieder sinken, ist darauf zurückzuführen, dass ab Anfang der 2020er-Jahre zunehmend kostenintensive Altanlagen aus der Frühzeit der EEG-Förderung entfallen. Da die EE-Förderkosten für neu installierte Wind- und Photovoltaikanlagen auch in Zukunft weiter sinken werden, liegen die neu entstehenden Förderkosten niedriger als die Kosten für die Altanlagen.

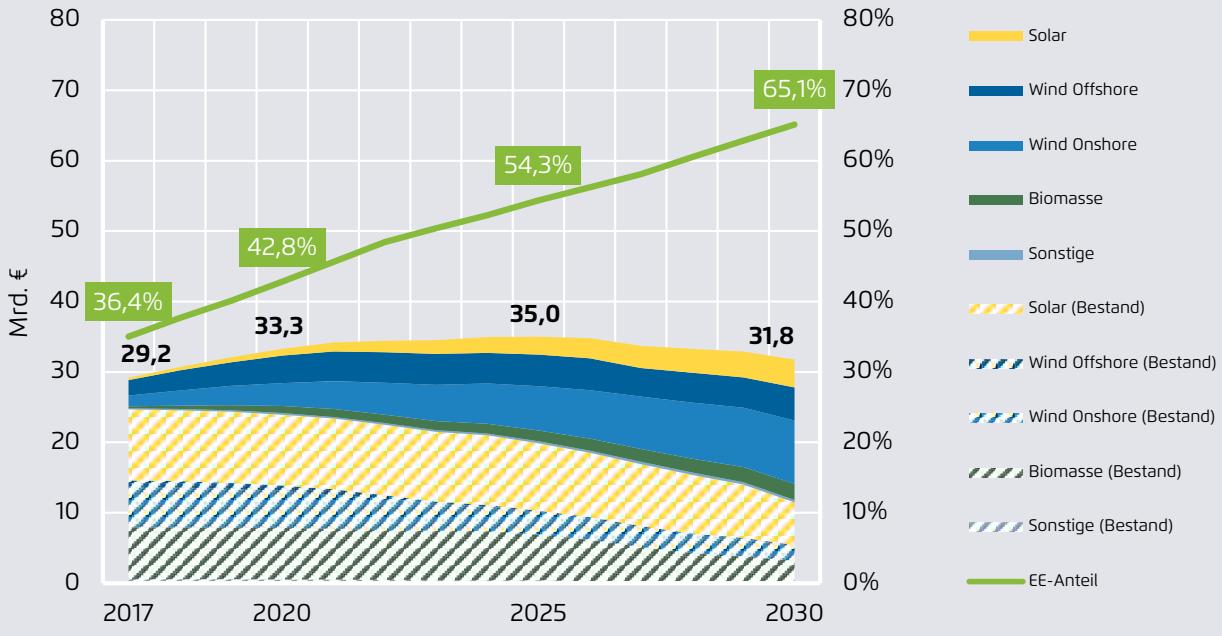
Aufgrund gestiegener Brennstoff- und CO_2-Preise erreicht der Börsenstrompreis im kommenden Jahr entsprechend aktueller Notierungen (Juni 2018) voraussichtlich ein Niveau von etwa 4,3 Cent pro Kilowattstunde (43 €/MWh; nominal). Das lässt erwarten, dass die EEG-Umlage im kommenden Jahr stabil gehalten werden kann. Zum Jahr 2020 steigt die EEG-Umlage jedoch voraussichtlich zunächst auf 7,5 ct/kWh und erreicht Anfang der 2020er-Jahre mit 7,7 ct/kWh ihren Höchststand. Dieser Anstieg geht jedoch nicht auf die von der Bundesregierung angekündigten Sonderausschreibungen oder die Erhöhung des EE-Ziels zurück. Hier kommen vielmehr die zu Beginn noch deutlich höheren Vergütungskosten inzwischen bereits installierter Offshore- Windkraftanlagen zum Tragen. Die EEG-Umlage bleibt damit gegenüber der auf Basis des EEG 2017 ohnehin erwarteten Entwicklung nahezu unverändert.

Geht man davon aus, dass der Börsenstrompreis im Zuge eines weiteren, schrittweisen Anstiegs der CO_2-Preise innerhalb des Europäischen Emissionshandels bis 2030 auf 5,6 ct/kWh (56 €/MWh; nominal) ansteigt,[2] so geht die EEG-Umlage bis 2030 wieder auf 5,5 ct/kWh zurück (Abbildung 14). Das entspricht gegenüber der auf Basis des EEG 2017 projizierten EEG-Umlage einen mittleren Anstieg von rund 0,4 ct/kWh.

Die Summe aus Börsenstrompreis und EEG-Umlage steigt von heute 9,6 ct/kWh (nominal) auf dann maximal 12,3 ct/kWh Anfang der 2020er-Jahre an und sinkt anschließend wieder auf 11,1 ct/kWh ab (Abbildung 15).

2 entspricht einem Anstieg auf 50 €/MWh in realen Preisen

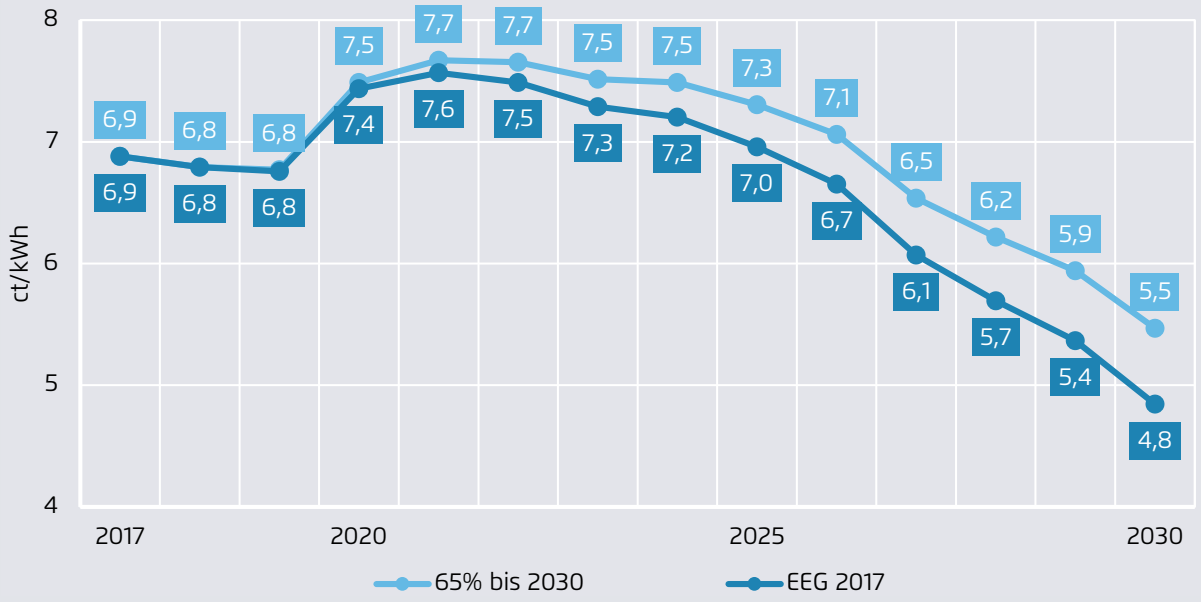
Entwicklung der EEG-Vergütungsansprüche (nominal) und Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch entlang des vorgeschlagenen Ausbaupfades bis 2030 Abbildung 13



Eigene Berechnungen auf Basis Öko-Institut (2017)

Entwicklung der EEG-Umlage (nominal) bei Anstieg des Börsenstrompreises auf 5,6 ct/kWh (nominal) entlang des vorgeschlagenen Ausbaupfades bis 2030 und entlang des Ausbaupfades des EEG 2017

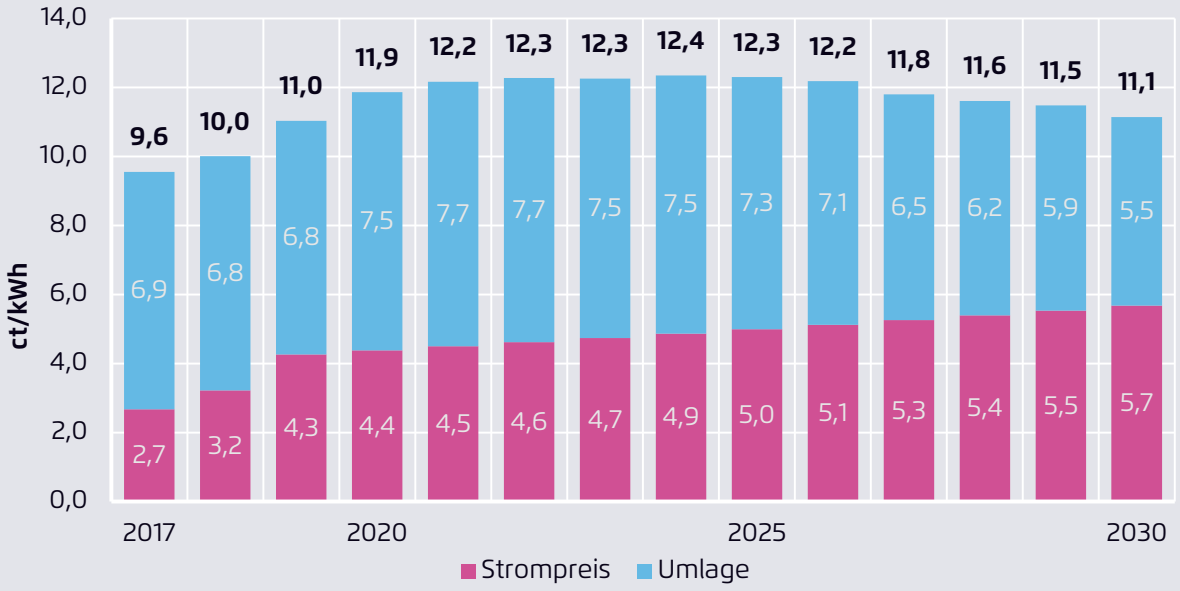
Abbildung 14



Eigene Berechnungen auf Basis Öko-Institut (2017)

Entwicklung der EEG-Umlage (nominal) bei Anstieg des Börsenstrompreises auf 5,6 ct/kWh (nominal) entlang des vorgeschlagenen Ausbaupfades bis 2030

Abbildung 15



Eigene Berechnungen auf Basis Öko-Institut (2017)

9 Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH et al. (2018): Intensive Zusammenarbeit: ARGE FNB Ost und 50Hertz erarbeiten Lösungen für stabilen Netzbetrieb. Zwischenbericht des 10-Punkte-Programms zur Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen

AG Energiebilanzen (2018): Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2017 (in TWh) Deutschland insgesamt, unter: https://ag-energiebilanzen.de/28-0-Zusatzinformationen.html

Agora Energiewende (2014): Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen.

Agora Energiewende (2017a): Optimierung des Netzausbaus. Impulse für kurzfristige Sofortmaßnahmen

Agora Energiewende (2017b): Energiewende und Dezentralität. Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte

Agora Energiewende (2017c): Flexibility in thermal power plants – With a focus on existing coal-fired power plants

Agora Energiewende und Energynautics (2018): Toolbox für die Stromnetze – Für die künftige Integration von Erneuerbaren Energien und für das Engpassmanagement. Studie im Auftrag von Agora Energiewende

Agora Energiewende (2018a): Agorameter für Dezember 2012. Verfügbar unter: www.agora-energiewende.de/service/aktuelle-stromdaten-agorameter/chart/conventional_power_generation/01.12.2012/31.12.2012/

Agora Energiewende (2018b): Agorameter für Dezember 2017. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/service/aktuelle-stromdatenagorameter/chart/conventional_power_generation/01.12.2017/31.12.2017/

Agora Energiewende (2018c): Wie weiter mit dem Ausbau der Windenergie? Zwei Strategievorschläge zur Sicherung der Standortakzeptanz von Onshore Windenergie

ARegV (2016): Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – AregV) vom 29.10.2007 (BGBl. I, S. 2.529), zuletzt geändert durch Art. 1, Zweite VO zur Änd. der ARegV v. 14.9.2016 (BGBl. I, S. 2147)

Background Energie & Klima (2018): Engpässe im Stromnetz kosten 1,5 Milliarden Euro. Ausgabe 5.6.2018

BBPlG (2016): Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz – BBPlG) vom 23.7.2013 (BGBl. I, S. 2543), zuletzt geändert durch Art. 12 StrommarktG v. 26.7.2016 (BGBl. I, S. 1786)

BImSchV: 26. Bundes-Immissionsschutzverordnung über elektromagnetische Felder

BNetzA (Bundesnetzagentur) (2017a): Bedarfsermittlung 2017–2030. Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Dezember 2017

BNetzA (Bundesnetzagentur) (2017b): Bericht über die Mindesterzeugung, März 2017

BNetzA (Bundesnetzagentur) (2018): Bundesnetzagentur veröffentlicht Zahlen zu Redispatch und Einspeisemanagement für 2017. Pressemitteilung. Erscheinungsdatum 18.6.2018.

BNetzA (Bundesnetzagentur) (2018a): Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Zweites und drittes Quartal 2017. Stand: 01.3.2018

BNetzA (2018b): Gebotstermin 1. Februar 2018. Öffentliche Bekanntgabe der Zuschläge. 22.2.2018

BNetzA (2018c): Gebotstermin 1. Mai 2018. Öffentliche Bekanntgabe der Zuschläge. 17.5.2018

BNetzA (Bundesnetzagentur) (2018d): Genehmigung des Szenariorahmens 2019–2030. 15.6.2018

CIGRÉ Working Group C4.601 (2007): Review of on-line dynamic security assessment tools and techniques.

Consentec (2016a): Netzstresstest. Executive Summary einer Studie für die Tennet TSO GmbH. Netzstresstest. Kurzfassung: 24.11.2016

Consentec (2016b): Konventionelle Mindesterzeugung – Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Behandlung, Abschlussbericht. 25.1.2016.

Consentec (2017): Reaktive Netzbetriebsführung mit Netzbooster-Konzept. Präsentation vom 22.8.2017

dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH) (2010): dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick 2025

dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH) und BET (Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH) (2017): Ergebnispapier des dena-Stakeholder-Prozesses Höhere Auslastung des Stromnetzes. Maßnahmen zur höheren Auslastung des Bestandsnetzes durch heute verfügbare Technologien

DIN EN 50182:2001-12: Leiter für Freileitungen – Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten. Deutsche Fassung EN 50182:2001

DIN EN 50341-1 VDE 0210-1: 2013-11: Freileitungen über AC 1 kV

Ecofys (2018): Maßnahmen zur Netzengpassbehebung (Kosten und betroffene Energiemengen). Update der Abbildung 1 aus Ecofys und Fraunhofer IWES (2017), S. 33 – eigene Darstellung von Ecofys (2018) auf Basis von Quartals- und Monitoringberichten der Bundesnetzagentur, MELUR sowie Studien von Ecofys.

Ecofys und Fraunhofer IWES (2017): Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende

Ehlers, N. (2018): Sektorenkopplung aus Sicht eines Übertragungsnetzbetreibers. Präsentation vom 22.3.2018, unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Veranstaltungen/PtG-Dialogforum_I/Praesentationen/3_Ehlers_50Hertz_Loesungen_aus_Sicht_eines_UEbertragungsnetzbetreibers.pdf

Energate Messenger (2017): Zuschaltbare Lasten im Wartestand. Beitrag vom 11.8.2017

EnWG (2017): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 07.7.2005, zuletzt geändert durch Art. 1 G zur Änd. der Vorschriften zur Vergabe von Wegenutzungsrechten zur leitungsgebundenen Energieversorgung vom 27.1.2017 (BGBl. I, S. 130)

FA Wind (Fachagentur Windenergie an Land) (2018): Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2017

Gomez Exposito, A., Riquelme Santos, J. und Cruz Romero, P. (2007): Planning and Operational Issues Arising from the Widespread Use of HTLS Conductors. IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 22, 4/2007

Hinterberger, R. et al. (2018): Einsatz von *Power-to-Heat* Anlagen zur Verwertung von EE-Überschussstrom – Neuer Rechtsrahmen in Deutschland, bisher ohne Wirkung. Berlin 2018

Ifeu, Fraunhofer IEE und Consentec (in Arbeit): Der Wert der Energieeffizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorkopplung. Studie im Auftrag von Agora Energiewende

Kavanagh, T. und Armstrong, O. (2010): An Evaluation of High Temperature Low Sag Conductors for Upgrading the 220 kV Transmission Network in Ireland. 45th International Universities Power Engineering Conference (UPEC) 2010

KoaV (Koalitionsvertrag) (2018): Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. Ein neuer Aufbruch für Europa. Eine neue Dynamik für Deutschland. Ein neuer Zusammenhalt für unser Land

Langenheld, A. und Graichen, P. (2017): Efficiency First: Wie sieht ein effizientes Energiesystem in Zeiten der Sektorkopplung aus? Kurzanalyse, Mai 2017, Agora Energiewende

Meinecke, M. (2017): Vermeidung von Netzausbau durch Netzoptimierung

Öko-Institut (2017): EEG-Rechner, erstellt im Auftrag von Agora Energiewende. Version 3.4.12, unter: https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/eeg-rechner-fuer-excel/

Stromnetze – Forschungsinitiative der Bundesregierung (ohne Datum): DynaGridCenter. Dynamische Stromnetze sicher beherrschen, unter: http://forschung-stromnetze.info/projekte/dynamische-stromnetze-sicher-beherrschen/

TA Lärm: Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm. Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immisionsschutzgesetz

TC (Transmission Code) (2007): TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

TenneT (2018): Netzplanung 2.0 für passendes und effizientes Energiewendenetz. Pressemitteilung 12.6.2018

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

Die deutsche Braunkohlenwirtschaft
Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen

Charta für eine Energiewende- Industriepolitik
Ein Diskussionsvorschlag von Agora Energiewende und Roland Berger

Neue Preismodelle für Energie
Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger

Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetze
Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap

Energiewende und Dezentralität
Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte

Wärmewende 2030
Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor

Eigenversorgung aus Solaranlagen
Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel

Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens
Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors (Lang- und Kurzfassung)

Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich
Stromwelten 2050 – Analyse von Erneuerbaren, kohle- und gasbasierten Elektrizitätssystemen

Der Klimaschutzbeitrag der Stromsektors bis 2040
Entwicklungspfade für die deutschen Kohlekraftwerke und deren wirtschaftliche Auswirkungen

Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016
Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2017

Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende?
Energiepolitische Zielszenarien 2050 - Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik

Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen
Handlungslücke, Maßnahmen und Verteilungseffekte bis 2020

Publikationen von Agora Energiewende

Transparenzdefizite der Netzregulierung
Bestandsaufnahme und Handlungsoptionen

Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035
Wie der Erneuerbaren-Ausbau entlang der langfristigen Ziele der Energiewende wirkt

Netzentgelte in Deutschland
Herausforderungen und Handlungsoptionen

Stromspeicher in der Energiewende
Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz

12 Thesen zur Energiewende
Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt, (Lang- und Kurzfassung)

AUF ENGLISCH

FAQ EEG – Energiewende: What do the new laws mean?
Ten questions and answers about EEG 2017, the Electricity Market Act, and the Digitisation Act

Reducing the cost of financing renewables in Europe
A proposal for an EU Renewable Energy Cost Reduction Facility ("RES-CRF")

Refining Short-Term Electricity Markets to Enhance Flexibility
Stocktaking as well as Options for Reform in the Pentalateral Energy Forum Region

Energy Transition in the Power Sector in Europe: State of Affairs in 2016
Review on the Developments in 2016 and Outlook on 2017

A Pragmatic Power Market Design for Europe's Energy Transition
The Power Market Pentagon

Eleven Principles for a Consensus on Coal
Concept for a stepwise decarbonisation of the German power sector (Short Version)

The Integration Costs of Wind and Solar Power
An Overview of the Debate of the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaics into Power Systems

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

135/05-I-2018/DE

Wie gelingt uns die Energiewende? Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will den Boden bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.

Unter diesem QR-Code steht diese Publikation als PDF zum Download zur Verfügung.

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Agora Energiewende

Agora Energiewende ist eine gemeinsame Initiative der Stiftung Mercator und der European Climate Foundation.